



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Berne, le 19 septembre 2025

Loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz

Rapport explicatif en vue de
l'ouverture de la consultation

Condensé

Contrairement à ce qui existe dans le domaine de l'électricité, la Suisse ne dispose jusqu'à présent d'aucune loi régulant spécifiquement le marché du gaz. Cette absence de réglementation spécifique se répercute sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz. Elle complique également l'accès au réseau pour les consommateurs de gaz. Le projet de loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz vise à remédier à cette situation.

Contexte

L'offensive russe en Ukraine a eu des répercussions considérables sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique en Europe, en particulier pour ce qui est du gaz. L'approvisionnement de l'Europe étant fortement dépendant du gaz russe au début de la guerre, des mesures ont été prises en peu de temps dans l'UE et en Suisse pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz. La Suisse a entrepris des travaux portant sur la gestion et la prévention des crises qui ont mis en évidence la nécessité d'une loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz afin qu'elle puisse à l'avenir prendre plus facilement des mesures pour garantir la sécurité de son approvisionnement et les mettre en œuvre dans le respect du droit de la concurrence. En raison de l'absence d'une loi spéciale pour le gaz, il manque à la Suisse des acteurs institutionnels importants, en particulier une autorité de régulation, comme la Commission fédérale de l'électricité dans le domaine de l'électricité ainsi qu'un responsable de la zone de marché qui coordonne la gestion du réseau de transport gazier, comme le fait Swissgrid pour le réseau de transport de l'électricité. De tels acteurs, dans le cadre défini par une loi spéciale, faciliteraient la prise de mesures à brève échéance ainsi que leur mise en œuvre pour faire face à une crise et ainsi assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz.

La loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites ne prévoit, en ce qui concerne le marché du gaz, qu'une obligation de transporter le gaz, en vertu de laquelle les gestionnaires de réseau sont tenus de se charger par contrat d'exécuter des transports pour des tiers dans les limites des possibilités techniques et des exigences d'une saine exploitation et pour autant que le tiers offre une rémunération équitable. En cas de différend, soit l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) décide au cas par cas si l'entreprise doit conclure un contrat et arrête les conditions contractuelles, soit la Commission de la concurrence (COMCO) peut imposer le droit au transport en se fondant sur la législation sur les cartels. L'absence d'une autorité de régulation ainsi que d'un acteur compétent pour le réseau de transport est également problématique dans ce contexte.

Comme pour le réseau électrique ou celui du transport ferroviaire, il existe un monopole naturel pour les gestionnaires de réseau de gaz. Pour cette raison, l'accès au marché et l'organisation du marché ont été régis par une loi spéciale lors de la libéralisation dans le domaine du transport ferroviaire de marchandises et de l'ouverture partielle du marché dans le domaine de l'électricité. Puisque le réseau de gaz est une infrastructure critique, tout comme les réseaux électriques et les réseaux de télécommunications, la loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz doit créer les

bases légales nécessaires afin de combler le vide juridique qui prévaut actuellement dans le secteur du gaz.

Contenu du projet

Le projet prévoit de permettre l'accès au marché du gaz à tous les consommateurs finaux. Les consommateurs fournis par un tiers doivent être équipés d'un système de mesure communicant. Ils ont le libre choix du fournisseur et du prestataire de mesure. Puisqu'il existe plusieurs types d'installations de mesure, chaque consommateur pourra ainsi choisir le système le plus adapté à sa situation. En contrepartie, les coûts liés aux systèmes de mesure communicants seront facturés individuellement. Une Commission fédérale de l'énergie (l'actuelle « Commission fédérale de l'électricité ») surveillera le monopole naturel des gestionnaires de réseau notamment par le contrôle de leurs coûts, un instrument de régulation qui a fait ses preuves dans le droit régissant l'approvisionnement en électricité. L'accès au réseau sera réglementé sur la base d'un modèle « entrée-sortie ». À l'avenir, les fournisseurs n'auront plus que deux contrats à conclure pour réserver des capacités de réseau entre la frontière (« entrée ») et le lieu de consommation (« sortie »), et n'auront plus besoin de fixer d'itinéraire de transport concret. Par ailleurs, il n'existera plus qu'une zone d'équilibrage pour la Suisse, gérée par un responsable de la zone de marché indépendant à instituer. Celui-ci sera de plus chargé d'octroyer les capacités de transport. Le projet définit également les conditions permettant de maintenir un approvisionnement fiable en gaz et, partant, de renforcer la sécurité de l'approvisionnement. Il impose notamment à toutes les entreprises mettant du gaz naturel en circulation d'acquérir des quantités de gaz et de les stocker dans des infrastructures de stockage selon des proportions définies chaque année par l'autorité de régulation, pour autant que cela soit nécessaire à la sécurité de l'approvisionnement.

Table des matières

Condensé	2
1. Contexte	6
1.1. Nécessité d’agir et objectifs visés	6
1.1.1. Préserver la sécurité de l’approvisionnement	6
1.1.2. Instaurer la sécurité juridique et assurer un approvisionnement en gaz économiquement optimal	8
1.1.3. Conclusion	9
1.2. Solutions étudiées et solution retenue	9
1.2.1. Solution étudiée : compléter la loi sur les installations de transport par conduites	9
1.3. Relation avec le programme de la législature et avec le plan financier, ainsi qu’avec les stratégies du Conseil fédéral	10
1.3.1. Relation avec le programme de la législature	10
1.3.2. Relation avec le plan financier	10
1.3.3. Lien avec les autres dossiers de la législature	11
2. Comparaison avec le droit étranger, notamment européen	12
2.1. Principaux actes juridiques de l’UE	12
2.2 Compatibilité du projet avec le droit européen	13
3. Présentation du projet	14
3.1. Réglementation proposée	14
3.1.1. Principes de l’accès au marché	15
3.1.2. Sécurité de l’approvisionnement en gaz	17
3.1.3. Régulation du réseau	18
3.1.4. Régulateur et responsable de la zone de marché	26
3.1.5. Transparence et échange de données	27
3.2. Adéquation des moyens requis	29
3.3. Mise en œuvre	29
4. Commentaire des dispositions	30
4.1. Loi fédérale sur l’approvisionnement en gaz	30
4.2. Modification d’autres actes	66
4.2.1. Loi du 30 septembre 2016 sur l’énergie	66
4.2.2. Loi du 23 mars 2007 sur l’approvisionnement en électricité	66
4.2.2. Loi fédérale du 30 septembre 2022 sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l’électricité d’importance systémique	67
4.2.3. Loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites	67

4.2.4.	Loi du 19 juin 2015 sur l'infrastructure des marchés financiers	69
4.2.5.	Loi fédérale du 21 mars 2025 sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie	70
5.	Conséquences	70
5.1.	Conséquences pour la Confédération	70
5.2.	Conséquences pour les cantons et les communes, ainsi que pour les centres urbains, les agglomérations et les régions de montagne	71
5.3.	Conséquences économiques	71
5.4.	Conséquences sociales	73
5.5.	Conséquences environnementales	73
6.	Aspects juridiques	73
6.1.	Constitutionnalité	73
6.2.	Compatibilité avec les obligations internationales de la Suisse	76
6.3.	Forme de l'acte à adopter	77
6.4.	Frein aux dépenses	77
6.5.	Délégation de compétences législatives	77
6.6.	Protection des données	78
	Annexes	77
	Loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz (projet)	FF 2024

1. Contexte

L'offensive russe en Ukraine a eu des répercussions considérables sur la sécurité de l'approvisionnement énergétique en Europe, en particulier pour ce qui est du gaz. La quantité de gaz en provenance de Russie fournie à l'Europe a diminué de manière considérable. Fin 2024, la Russie ne fournissait plus qu'environ 19 % des importations européennes, contre 40 % avant le début de la guerre. Or, contrairement à ce qui existe dans le domaine de l'électricité, la Suisse ne dispose jusqu'à présent d'aucune loi réglant spécifiquement le marché du gaz. La seule réglementation existante en la matière se trouve dans la loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites (LITC)¹ et prévoit uniquement une obligation de transporter. Cette absence de réglementation spécifique se répercute sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz. Elle complique également l'accès au réseau pour les consommateurs de gaz.

1.1. Nécessité d'agir et objectifs visés

1.1.1. Préserver la sécurité de l'approvisionnement

L'infrastructure nécessaire à l'approvisionnement en gaz fait partie des infrastructures critiques de la Suisse². Selon les Perspectives énergétiques 2050+ de la Confédération (scénario de base), la consommation finale de gaz pourrait passer de 32 térawattheures (TWh) en 2015 à 23 TWh en 2050. À l'horizon 2050, elle devrait être couverte essentiellement par du biométhane, mais aussi de l'hydrogène et du gaz naturel. Ainsi, malgré une baisse de consommation d'environ 30 % d'ici 2050 le gaz devrait continuer à jouer un rôle important dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse. Le projet d'une loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz) contribuera à renforcer la sécurité de l'approvisionnement en gaz de la Suisse.

En premier lieu, la LApGaz améliorera le cadre institutionnel pour le marché du gaz, ce qui permettra de renforcer la *coordination lors de la gestion d'une crise*. Ainsi, avec la création du responsable de la zone de marché et la nouvelle autorité de régulation du marché – la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) devient la Commission fédérale de l'énergie (EnCom) –, il existera des acteurs compétents pour toute la Suisse, qui pourront notamment contribuer à la mise en œuvre de mesures pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement. Durant l'hiver 2022-2023, cette coordination s'est faite sur une base volontaire. Le secteur gazier a mis en place, sous l'égide de l'Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG), la task force « Approvisionnement hivernal » dans laquelle les autorités fédérales (Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication [DETEC] et Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche [DEFR]) sont également représentées. Cette organisation *ad hoc* a coordonné la mise en œuvre des mesures nécessaires au renforcement de la sécurité de

¹ RS 746.1

² Stratégie nationale de protection des infrastructures critiques du 16 juin 2023, p. 24 (FF 2023 1659).

l'approvisionnement. Dans le secteur de l'électricité, le concept pour la réserve hivernale a pu, quant à lui, être établi et mis en œuvre de manière relativement simple et largement délégué à l'ElCom. Dans ce secteur, Swissgrid, la société nationale responsable du réseau de transport de l'électricité, peut en outre assumer des tâches de coordination, et dont le champ d'action s'étend au-delà de la question des réserves d'électricité.

En second lieu, la LApGaz renforcera la *sécurité juridique* nécessaire à la mise en œuvre des mesures destinées à assurer la sécurité d'approvisionnement. Elle offre en effet un cadre juridique dont la loi du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement du pays (LAP)³ ne dispose pas. Il est vrai que différentes mesures *ad hoc* ont été prises sur la base de cette dernière, mais les mesures ne sont valables que pour une durée limitée, ce qui nuit à la prévisibilité de la planification pour les entreprises concernées. En outre, quelques questions juridiques se sont posées à la fois concernant le financement et une mise en œuvre conforme au droit des cartels. Ce dernier point est notamment lié au fait que les sociétés régionales de transport de gaz, qui couvrent une grande partie du marché, mais pas la totalité (Aziende Industriali di Lugano SA, Erdgas Ostschweiz AG, Erdgas Zentralschweiz AG, Gasverbund Mittelland AG et Gaznat SA), ont été chargées par l'ordonnance du 18 mai 2022 sur la garantie des capacités de livraison en cas de pénurie grave de gaz naturel⁴ de veiller à ce qu'une quantité de gaz correspondant à au moins 15 % de la consommation annuelle moyenne de la Suisse soit stocké et disponible dans des installations à partir du 1^{er} novembre 2022. Cette ordonnance a été prolongée pour les hivers 2023-2024, 2024-2025 et 2025-2026. La LApGaz impose la constitution de stocks de gaz à toutes les entreprises mettant en circulation du gaz naturel pour autant que cela soit nécessaire pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz. L'entier du marché du gaz sera alors concerné par cette obligation, à l'exception de la production indigène, ce qui limite les risques de distorsion du marché. Le transfert des coûts des mesures ordonnées par l'approvisionnement économique du pays sur les consommateurs finaux est désormais légalement garanti par le nouvel art. 8a de la loi sur l'énergie⁵. Cet article est intégralement transféré dans la LApGaz.

En troisième lieu, la LApGaz permettra d'optimiser la sécurité de l'approvisionnement par un *rapprochement des règles appliquées au marché suisse avec celles de l'Union européenne (UE)*, ce qui facilitera les échanges et les relations avec les pays voisins. La Suisse importe pratiquement la totalité du gaz qu'elle consomme, la part du biométhane indigène dans la consommation en 2023 ne s'élevant qu'à 1,5 % environ. Le gaz naturel est importé depuis plusieurs pays et acheminé par différents itinéraires. La conduite de gaz principale est le gazoduc de transit qui relie l'Allemagne, la France et l'Italie en passant par la Suisse. Il peut être exploité dans les deux sens depuis 2017/2018 (flux inversé). La régulation de ce gazoduc permettra notamment à la Suisse de s'aligner sur les réglementations de l'UE.

³ RS 531

⁴ RS 531.82

⁵ Dans la version figurant à l'annexe de l'arrêté fédéral du 21 mars 2025 portant approbation et mise en œuvre de l'accord entre la Suisse, l'Allemagne et l'Italie sur des mesures de solidarité visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz (FF 2025 1116).

Avec la LAPGaz, les conduites seront soumises à une régulation des tarifs sur la base des coûts. Le changement de contexte lié à l'agression militaire russe contre l'Ukraine, alors que la Suisse est dépendante des importations pour son approvisionnement en gaz, augmente l'importance d'une telle régulation pour le transit. Le règlement de l'UE visant la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel⁶ prévoit à l'art. 13 que chaque État membre de l'UE est tenu de fournir du gaz à un autre État membre, pour autant que celui-ci soit connecté à lui par le réseau gazier directement ou via un État tiers, dans le cadre d'un accord de solidarité en cas de crise d'approvisionnement. Le rapprochement de la Suisse du cadre réglementaire de l'UE via la LAPGaz apparaît opportun dans ce contexte.

1.1.2. Instaurer la sécurité juridique et assurer un approvisionnement en gaz économiquement optimal

Comme pour le réseau électrique ou celui du transport ferroviaire, il existe un monopole naturel pour les gestionnaires de réseau de gaz. Pour cette raison, l'accès au réseau et l'organisation du marché ont été régis par une loi spéciale lors de la libéralisation dans le domaine des télécommunications et de l'ouverture partielle du marché dans le domaine de l'électricité. La régulation d'un monopole naturel permet en effet de simplifier les processus d'accès aux infrastructures et de limiter les tarifs pour leur usage.

Le premier aspect d'une régulation d'un monopole naturel concerne la *régulation des tarifs de l'activité en monopole*, ici l'exploitation du réseau (cf. annexe A.1 du présent rapport explicatif qui présente une vue d'ensemble des conditions nécessaires selon l'Organisation de coopération et de développement économiques [OCDE] pour permettre la concurrence sur le marché du gaz). Les gestionnaires de réseau sont en effet à même de prélever des rentes de monopole pour l'utilisation de leurs infrastructures. Le projet de loi tient compte de cette réalité en prévoyant l'introduction d'une régulation dite « cost-plus » : les tarifs sont basés sur les coûts du réseau et incluent une marge fixe. Une évaluation réaliste de la valeur des installations du réseau est cruciale dans ce contexte. Il est important que les tarifs pour le réseau soient raisonnables, d'autant plus que les frais de chauffage pèsent en effet de façon conséquente sur le budget des ménages.

Le deuxième aspect d'une régulation d'un monopole naturel est *l'accès au réseau*. Bien qu'une concurrence soit possible dans les domaines de l'acquisition, du négoce ou de la distribution de gaz, la concurrence ne peut s'exercer si l'accès au réseau est entravé et que les fournisseurs sont de ce fait empêchés d'acheminer le gaz chez leurs clients. En Suisse, la Commission de la concurrence (COMCO) a entièrement ouvert le marché du gaz en Suisse centrale par une décision prise en juin 2020⁷. D'autres

⁶ Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010, JO L 280 du 28.10.2017, p. 1.

⁷ Décision de la Commission de la concurrence du 25 mai 2020, « Netzzugang EGZ und ewl », consultable sous www.weko.admin.ch > Jurisprudence > Droit et politique de la concurrence en pratique (DPC) > 2020 > DPC 2020/4b, p. 1863 à 1894 (en allemand).

enquêtes pourraient être effectuées et mener à l'ouverture du marché dans toute la Suisse. Cependant, la COMCO ne fixe dans ses décisions que des principes généraux, la mise en œuvre de ces principes étant laissée à la négociation entre les acteurs. Une grande insécurité juridique demeure de ce fait pour les consommateurs de gaz désireux de changer de fournisseur. Les gestionnaires de réseau font également face à une insécurité juridique, les décisions de la COMCO pouvant entraîner des sanctions. La LApGaz introduit un cadre transparent avec des règles pour l'accès au réseau applicables à tous les consommateurs. Les petits consommateurs actuellement fournis par des tiers pourront ainsi continuer de l'être après l'entrée en vigueur de cette loi spéciale. L'accès au réseau sera simplifié : pour acheminer le gaz vers leurs clients, les fournisseurs n'auront plus que deux contrats à conclure pour réserver des capacités de réseau entre la frontière suisse et le lieu de consommation, et n'auront plus besoin de fixer d'itinéraire de transport concret. La mise en œuvre sera encadrée par le régulateur.

1.1.3. Conclusion

Le Conseil fédéral est d'avis que le statu quo n'est pas une option satisfaisante pour répondre aux défis auxquels fait face la Suisse pour s'approvisionner en gaz et en chaleur. L'adoption de la LApGaz qui permettra la mise en place d'un responsable de la zone de marché et d'un régulateur pour le gaz, constitue un élément essentiel à une bonne coordination dans la prise de mesures préventives destinées à renforcer la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. Le régulateur aura aussi un rôle primordial à jouer pour garantir des tarifs du réseau équitables pour le consommateur, en particulier dans le contexte d'un réseau de gaz possiblement surdimensionné au vu de la baisse de la demande de gaz et qui devra être en partie désaffecté ou réaffecté. La LApGaz permettra en outre d'assurer la sécurité juridique en matière d'accès au réseau.

1.2. Solutions étudiées et solution retenue

1.2.1. Solution étudiée : compléter la loi sur les installations de transport par conduites

L'administration fédérale a d'abord examiné si une modification partielle de la LITC, notamment de son art. 13, pouvait répondre aux défis du marché du gaz en Suisse énoncés au chap. 1.1 du présent rapport explicatif, ce qui limiterait l'effort réglementaire à consentir. Entrée en vigueur en 1964, la LITC vise à réglementer la surveillance de la construction et de l'exploitation d'installations de transport par conduites. Elle a pour but d'assurer une exploitation sûre du réseau afin d'éviter des risques pour l'homme et l'environnement. Son art. 13 prévoit une obligation de transporter. Une réglementation plus complète du marché ne serait pas adéquate dans la LITC, notamment parce que le champ d'application ne se limite pas aux gazoducs. Sans une réglementation détaillée des conditions d'accès au réseau, de nombreuses questions resteraient ouvertes et pourraient donner lieu à des procédures judiciaires

parfois laborieuses ainsi qu'à une grande insécurité juridique. De plus, il ne serait pratiquement pas possible de mettre en place l'EnCom en tant qu'autorité de régulation ou d'établir un responsable de la zone de marché chargé de la coordination du réseau de transport au niveau suisse. Par conséquent, il n'y aurait pas de modèle unique pour l'utilisation du réseau ni de zone d'équilibrage au niveau suisse.

1.2.2. Modification par rapport au premier projet soumis à la consultation publique

Une première version de la LApGaz a été mise en consultation de fin 2019 jusqu'au début de 2020. Les principales modifications par rapport à la version mise en consultation à l'époque consistent en ce que tous les consommateurs finaux peuvent désormais choisir librement leur fournisseur. Dans la première version, cela n'aurait pas été possible pour une consommation inférieure à 100 MWh/an. De nouvelles règles relatives à la sécurité de l'approvisionnement (cf. 3.1.2) et à l'obligation de planification du réseau (cf. 3.1.3) ont également été ajoutées. De nombreux articles ont également été remaniés à la suite de la consultation.

1.3. Relation avec le programme de la législature et avec le plan financier, ainsi qu'avec les stratégies du Conseil fédéral

1.3.1. Relation avec le programme de la législature

Le projet était prévu dans le message du 29 janvier 2020 sur le programme de la législature 2019 à 2023⁸ et dans l'arrêté fédéral du 21 septembre 2020 sur le programme de la législature 2019 à 2023⁹. Il a cependant été repoussé pour tenir compte des leçons tirées dans le contexte de la guerre en Ukraine et de l'impact de celle-ci sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz. Il a dès lors été inscrit dans le message du 24 janvier 2024 sur le programme de la législature 2023 à 2027¹⁰ et dans l'arrêté fédéral du 6 juin 2024 sur le programme de la législature 2023 à 2027¹¹.

1.3.2. Relation avec le plan financier

Les dépenses mentionnées au chapitre 5.1, qui sont couvertes par des recettes externes au budget de la Confédération, ne figurent pas encore dans le plan financier de la Confédération.

⁸ FF 2020 1709 p. 1793

⁹ FF 2020 8087 p. 8094

¹⁰ FF 2024 525

¹¹ FF 2024 1440 p. 12

1.3.3. Lien avec les autres dossiers de la législation

La cohérence avec la loi du 23 mars 2007 sur l’approvisionnement en électricité (LApEl)¹² est assurée. Il est par exemple prévu que la même autorité de régulation soit pour l’électricité et pour le gaz. Par ailleurs, les coûts du réseau seront évalués selon la même méthode dans ces deux domaines et le principe de subsidiarité s’appliquera au gaz comme à l’électricité.

La LApGaz est également compatible avec la loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l’énergie (LSTE)¹³, adoptée par le Parlement au printemps 2025. Cette dernière interdit la manipulation de marché et les délits d’initiés, y compris sur le marché de gros du gaz, et prévoit que la Commission fédérale de l’électricité, l’autorité de surveillance, soit également chargée de surveiller le marché du gaz, ce qui est conforme à la LApGaz.

La LApGaz ainsi que la révision de la LAP permettront de répartir et de définir clairement les compétences en matière de sécurité d’approvisionnement en gaz. La LApGaz reprendra les mesures préventives prises en raison de la guerre en Ukraine (notamment concernant le stockage du gaz). Celles-ci sont actuellement réglées dans le cadre de la LAP, mais ne peuvent pas être reconduites de manière permanente en raison de la nature subsidiaire de cette dernière. Enfin, la LApGaz offrira une nouvelle base pour un système de suivi de la situation en matière d’approvisionnement et de son évolution.

Pour atteindre ses objectifs climatiques, la Suisse doit assurer à terme son approvisionnement en énergie sans agents énergétiques fossiles. La loi fédérale du 30 septembre 2022 sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l’innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCl), adoptée par le peuple le 18 juin 2023¹⁴, ainsi que la loi du 23 décembre 2011 sur le CO₂¹⁵ et la loi du 30 septembre 2016 sur l’énergie (LEne) constituent le cadre des mesures nécessaires à cet effet. La LApGaz complètera ces lois par des mesures ciblant la planification du réseau gazier.

L’accord sur l’électricité conclu entre la Suisse et l’UE¹⁶, actuellement en consultation, n’a aucune influence sur la LApGaz, puisque l’accord se limite explicitement au secteur de l’électricité. L’accord contient uniquement une clause évolutive à l’art. 44, qui prévoit que les parties contractantes affirment leur volonté d’envisager un renforcement de la coopération, en particulier dans les domaines des gaz renouvelables et de l’hydrogène.

¹² RS 734.7

¹³ FF 2025 1102

¹⁴ FF 2022 2403

¹⁵ RS 641.71

¹⁶ « Accord entre la Suisse et l’UE sur l’électricité », disponible sous www.fedlex.admin.ch > Consultations > Consultations en cours > Consultation 2025/47, Paquet «Stabilisation et développement des relations entre la Suisse-UE.

2. Comparaison avec le droit étranger, notamment européen

2.1. Principaux actes juridiques de l'UE

Les marchés gaziers de l'UE ont été complètement ouverts pour tous les consommateurs finaux dès le milieu de l'année 2007 dans le cadre du deuxième paquet de mesures relatif au marché intérieur de l'énergie de l'UE ou paquet « Énergie », adopté en 2003. Entre 2009 et 2024, les actes du troisième paquet « Énergie », adoptés en 2009, étaient déterminants. En 2024, un nouveau programme pour le gaz renouvelable, le gaz naturel et l'hydrogène est entré en vigueur. Deux actes sont importants sur le plan matériel pour le marché du gaz : la directive (UE) 2024/1788¹⁷ portant sur le marché intérieur du gaz naturel et le règlement (UE) 2024/1789¹⁸ sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène.

Sur le plan institutionnel, on citera l'instauration d'une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), le règlement (UE) 2019/942¹⁹ et la création du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz, ou « REGRT pour le gaz » (plus communément appelé selon sa dénomination en anglais : ENTSOG). L'ENTSOG et l'ACER jouent un rôle important dans l'élaboration des « codes de réseau » qui sont promulgués par la Commission européenne et qui contiennent des règles techniques importantes en particulier pour les gestionnaires de réseau de transport. Jusqu'à présent, des codes de réseau de ce type ont notamment été promulgués afin d'harmoniser les structures tarifaires pour le transport du gaz²⁰, l'attribution des capacités et la gestion de la congestion²¹, l'équilibrage²² et l'interopérabilité des réseaux ainsi que l'échange de données²³.

¹⁷ Directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE (refonte).

¹⁸ Règlement (UE) 2024/1789 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant les règlements (UE) n° 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 et (UE) 2022/869 et la décision (UE) 2017/684 et abrogeant le règlement (CE) n° 715/2009 (refonte).

¹⁹ Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie, JO L 158 du 14.6.2019, p. 22.

²⁰ Règlement (UE) 2017/460 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz, JO L 72 du 17.3.2017, p. 29.

²¹ Règlement (UE) 2017/459 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz et abrogeant le règlement (UE) n° 984/2013, JO L 72 du 17.3.2017, p. 1.

²² Règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz, JO L 91 du 27.3.2014, p. 15.

²³ Règlement (UE) 2015/703 de la Commission du 30 avril 2015 établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données, JO L 113 du 1.5.2015, p. 13.

À la suite du troisième paquet « Énergie », le règlement (UE) n° 1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie²⁴ (règlement REMIT) a été adopté en 2011. Ce règlement instaure l'interdiction des opérations d'initiés et de la manipulation de marché, tant pour le marché du gaz que pour celui de l'électricité, et contraint les États membres à prévoir des sanctions. Les acteurs du marché sont tenus de publier les informations privilégiées ainsi que de fournir un certain nombre de données à l'ACER et aux autorités des États membres.

Le règlement (UE) 2017/1938 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel²⁵ (aussi appelé règlement *Security of Supply* ou règlement SoS) revêt également de l'importance. Il prévoit des mécanismes de solidarité en vertu desquels les États membres de l'UE se portent mutuellement assistance si la situation en matière d'approvisionnement est critique. Il comprend aussi des prescriptions visant à protéger les clients particulièrement vulnérables et impose aux États membres d'établir des plans d'action préventifs et des plans d'urgence. Afin que le recours à ces instruments soit mieux coordonné, le règlement prévoit la création d'un groupe de coordination pour le gaz.

Le quatrième paquet « Énergie », aussi appelé « Une énergie propre pour tous les Européens » (en anglais : *Clean Energy Package*, CEP) et adopté en 2019, qui vise surtout à assurer la réalisation des objectifs de l'Accord de Paris sur le climat et à renforcer le marché commun de l'électricité, n'entraîne aucune modification notable de l'accès aux réseaux de gaz dont il est question ici.

Ce paquet de mesures inclut également des dispositions qui permettent l'injection d'hydrogène dans les réseaux de transport de gaz naturel. Les gestionnaires de réseau de transport seront obligés d'accepter les flux de gaz dont la teneur en hydrogène est égale ou inférieure à 2 % aux points d'interconnexion aux frontières entre États membres (cf. art. 21 du règlement (UE) 2024/1789). De plus, les contrats à long terme d'approvisionnement des États membres en gaz fossiles s'étendant au-delà de 2049 et dont les émissions ne sont pas compensées sont interdits (cf. art. 31 et 78 de la directive (UE) 2024/1788). Le paquet de mesures fixe en outre des règles concernant les réseaux dédiés à l'hydrogène, et cherche à abolir les obstacles au développement d'une infrastructure d'hydrogène transfrontalière (cf. chap. VII de la directive (UE) 2024/1788 ainsi que chap. II et III du règlement (UE) 2024/1789).

2.2 Compatibilité du projet avec le droit européen

La conclusion d'un accord sectoriel avec l'UE pour le marché du gaz naturel n'est pas envisagée à l'heure actuelle en Suisse. Néanmoins, le projet se base clairement sur les dispositions du droit de l'UE, notamment en ce qui concerne le libre choix du fournisseur pour tous les consommateurs, la mise en place d'un régulateur pour le marché

²⁴ Règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, JO L 326 du 8.12.2011, p. 1.

²⁵ Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010, JO L 280 du 28.10.2017, p. 1.

du gaz ainsi que l'égalité de traitement entre les flux de gaz en transit et ceux desservant le marché intérieur, même s'il existe certaines divergences dans des domaines spécifiques :

- Les dispositions relatives à la séparation des activités, en particulier au niveau du réseau de transport, sont moins strictes que dans le droit européen. En s'écartant de celui-ci, la LApGaz tient compte de la structure actuelle fortement fragmentée du secteur gazier suisse, qui s'est créée au fil des ans. En raison du fédéralisme, le secteur gazier suisse se caractérise par une multitude d'entreprises d'approvisionnement en gaz à l'échelle locale. On dénombre actuellement une centaine d'entreprises, la plupart intégrées verticalement, qui gèrent ainsi à la fois le réseau et l'approvisionnement en gaz.
- On relève également des divergences dans le domaine des compétences et des tâches du régulateur. Par exemple, l'EnCom ne disposera pas de compétences pour prononcer des sanctions telles que les prévoit le droit de l'UE. Seul l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) est habilité, le cas échéant, à sanctionner les infractions à la loi.
- Une participation aux mécanismes prévus dans les règlements REMIT et SoS impliquerait la conclusion d'une réglementation sous la forme d'une convention internationale. La LSTE en revanche est conforme au règlement REMIT de l'UE.
- Contrairement au paquet « Énergie » que l'UE a adopté en 2024, qui porte notamment sur le gaz et l'hydrogène renouvelables, certains mécanismes de soutien aux gaz renouvelables et à faible teneur en carbone ne sont pas inclus. Cela concerne en particulier l'exemption de la rémunération de l'injection pour les sites de production de ces gaz, ainsi que les allègements de la rémunération de l'injection et de la rémunération de la sortie aux points d'interconnexion transfrontaliers lors du transport de ces gaz. La valeur maximale de 2 % d'hydrogène mélangé au méthane aux points d'interconnexion transfrontaliers peut être respectée grâce aux prescriptions techniques relatives à la qualité du gaz. La présente loi ne contient pas non plus de prescriptions relatives aux conduites d'hydrogène.

3. Présentation du projet

3.1. Réglementation proposée

Grâce au projet de la LApGaz, l'accès au réseau négocié fait place à un accès au réseau régulé sous la surveillance de l'EnCom. Autrement dit, les principes qui régissent l'accès au réseau et permettent ainsi l'accès au marché sont désormais détaillés dans une loi. L'existence de ce cadre légal ainsi que l'existence d'un régulateur et d'un responsable de la zone de marché pour le gaz offrent en outre les outils nécessaires pour faire face aux défis d'un approvisionnement en gaz fiable. Le principe de subsidiarité joue un rôle important dans la LApGaz, en particulier dans la mise en œuvre de ses dispositions. Les organisations concernées pourront être une force de

proposition pour de nombreuses questions de détail, sous la surveillance du régulateur. Débutant par la présentation des principes de l'accès au marché, le présent chapitre expose ensuite les points principaux de la nouvelle réglementation légale concernant la sécurité de l'approvisionnement en gaz. Il se poursuit par les points relatifs à la régulation du réseau, ainsi que la présentation du régulateur et du responsable de la zone de marché. Enfin, le présent chapitre aborde les points de la transparence et de l'échange de données.

3.1.1. Principes de l'accès au marché

Accès au marché : tous les consommateurs finaux peuvent choisir librement leur fournisseur de gaz. Le consommateur final fourni par un tiers doit être équipé d'un système de mesure communicant pour que lui-même ou son fournisseur soit assuré de l'accès au réseau de gaz. En l'absence d'un tel système, le gestionnaire de réseau peut lui refuser provisoirement l'accès au réseau. Il n'y a pas d'approvisionnement régulé : l'EnCom n'a pas de compétences sur l'approvisionnement en gaz, même dans le cas où le consommateur est approvisionné par son gestionnaire de réseau local. La COMCO et le Surveillant des prix sont donc compétents.

Systèmes de mesure : les systèmes de mesure restent sous la responsabilité exclusive des gestionnaires de réseau pour les clients qu'ils fournissent. Leurs coûts font partie des coûts d'exploitation du réseau. Ils doivent être présentés de façon séparée sur la facture du consommateur final. Le consommateur final fourni par un tiers a le libre choix du fournisseur et du gestionnaire d'installations de mesure. Puisqu'il existe plusieurs types de systèmes de mesure communicants, chaque consommateur pourra choisir le système le plus adapté à sa situation. En contrepartie, les coûts liés aux systèmes de mesure seront facturés individuellement au consommateur concerné.

Les gestionnaires de réseau de distribution peuvent imposer aux consommateurs fournis par un tiers d'installer un système de mesure communicant et leur refuser temporairement l'accès au réseau s'ils ne le font pas. Les exigences relatives à l'installation de mesure sont moins strictes que pour l'électricité, pour laquelle un système de mesure intelligent doit être installé. Un système de mesure communicant suffit dans la plupart des cas.

Aujourd'hui déjà, conformément à l'accord interassociatif²⁶ applicable aux grands consommateurs industriels et à l'accord approuvé par la COMCO en 2020²⁷ concernant l'accès au réseau pour tous les clients en Suisse centrale, l'installation d'un système de mesure communicant est obligatoire en cas de changement de fournisseur. Cette exigence s'inscrit donc dans la continuité de la pratique actuelle. L'alternative serait un nouveau système avec des profils de charge standard.

26 [Verbaendevereinbarung.pdf](#)

27 Décision de la Commission de la concurrence du 25 mai 2020, « Netzzugang EGZ und ewl », consultable sous www.weko.admin.ch > Jurisprudence > Droit et politique de la concurrence en pratique (DPC) > 2020 > DPC 2020/4b, p. 1863 à 1894 (en allemand).

L'OFEN a commandé une étude²⁸ sur les coûts des systèmes de mesure communicants (système de mesure communicant et système de mesure intelligent) dans un marché ouvert. Cette étude montre que l'obligation d'installer des systèmes de mesure communicants en cas de changement de fournisseur entraînerait probablement des coûts supplémentaires par rapport aux systèmes de mesure non communicants, sans toutefois tenir compte des coûts supplémentaires d'un système alternatif qui serait nécessaire pour changer de fournisseur, comme le développement de profils de charge standard. Les systèmes de mesure communicants permettent de changer de fournisseur (lecture à distance à la fin du contrat, prévisions possibles sans profils de charge standard) ; les fonctions supplémentaires des systèmes de mesure intelligents (accès local aux données, chaîne de communication certifiée, commande à distance) ne sont pas nécessaires à cette fin. Les coûts supplémentaires liés à l'installation de systèmes de mesure communicants par rapport aux installations de mesure sans cette fonction se situent entre 16 et 53 francs/installation de mesure/an s'il existe peu de fournisseurs de services de mesure avec des volumes élevés et entre 132 et 534 francs/installation de mesure/an si le marché de la mesure est très fragmenté. La Confédération dispose de plusieurs possibilités pour réduire les coûts supplémentaires : la plateforme centrale (*datahub*), la régulation des prix dans le domaine de la mesure ou la libéralisation de ce secteur.

Le Conseil fédéral fixera des exigences minimales en ce qui concerne la conception technique des installations de mesure.

Séparation des activités : les financements croisés entre l'exploitation du réseau et les activités non liées au réseau, notamment celles sur le marché, sont interdits. C'est pourquoi les entreprises d'approvisionnement en gaz intégrées verticalement – c'est-à-dire celles qui exploitent le réseau et sont en outre actives sur le marché de la fourniture du gaz – sont tenues de procéder à une séparation comptable entre les domaines régulés (exploitation du réseau), d'une part, et leurs activités soumises à la concurrence, d'autre part. En outre, une obligation de gérer séparément les informations est également instaurée. Par exemple, il sera interdit d'utiliser les adresses obtenues dans le cadre des domaines de monopole régulés pour se procurer des avantages concurrentiels sur le marché. La séparation des composantes comptabilité et informations reflète la législation sur l'approvisionnement en électricité. Comme dans le domaine de l'électricité, il n'y a pas non plus d'obligation de dissociation des structures de propriété entre les différents secteurs d'activité.

²⁸ [Loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz](#) : Analyse de deux options de comptage dans un contexte de marché du gaz ouvert à la concurrence; Etude mandatée par l'OFEN; E-Cube Strategy Consultants, Mai 2025.

3.1.2. Sécurité de l’approvisionnement en gaz

Il incombe en premier lieu à l’économie gazière et au responsable de la zone de marché de prendre les dispositions nécessaires à un approvisionnement fiable, ce qui suppose les tâches et les compétences évoquées ci-après.

Stockage saisonnier de gaz : l’acquisition de quantités de gaz en vue d’un stockage saisonnier dans les pays voisins sera de la responsabilité de toutes les entreprises mettant en circulation du gaz naturel en Suisse. La Suisse ne dispose en effet pas de telles installations de stockage sur son territoire. Les quantités à stocker seront définies chaque année par l’EnCom en concertation avec l’OFEN. La Suisse devrait s’aligner sur les mesures prises par les pays voisins, afin de contribuer à l’effort de l’UE pour la sécurité de l’approvisionnement en gaz. De cette façon, les entreprises suisses bénéficieront des mêmes conditions que les entreprises européennes. Il est important de noter que, contrairement aux réserves d’électricité pour l’hiver, qui peuvent être utilisées uniquement lorsque la quantité d’électricité demandée dépasse l’offre à la bourse de l’électricité pour le jour suivant (absence d’équilibre du marché)²⁹, le gaz stocké peut ici être utilisé de manière commerciale tout en respectant d’éventuels seuils intermédiaires de stock de gaz au cours de l’hiver définis par l’EnCom.

Le Conseil fédéral pourra prévoir d’autres dispositions pour renforcer la sécurité d’approvisionnement telles que l’acquisition de capacités de transport transfrontalier. Ces mesures supplémentaires seront également financées par le prix de l’énergie.

Observation de la situation en matière d’approvisionnement : la compétence d’observation à moyen et long terme de la situation en matière d’approvisionnement revient au régulateur, comme c’est le cas pour l’électricité, y compris la surveillance de la cybersécurité. La norme minimale pour la sécurité des technologies de l’information et de la communication dans l’approvisionnement en gaz est fixée par la branche³⁰. Pour ses analyses, le régulateur se base entre autres sur les données récoltées par le responsable de la zone de marché provenant, par exemple, de la gestion de l’équilibrage (cf. ci-dessous) ou du système de suivi. A l’avenir, le responsable de la zone de marché peut, sur demande du Conseil fédéral, gérer un tel système. Ce système de suivi serait financé par la rémunération pour l’utilisation du réseau, dès lors que le responsable de la zone de marché serait constitué. Les données et analyses qui en seront issues seront mises à disposition du régulateur. Parallèlement, les organes de l’AEP et l’OFEN surveilleront la sécurité en matière d’approvisionnement, en adoptant chacun sa propre perspective. Ils recevront également de la part du responsable de la zone de marché les informations et résultats pertinents pour leur tâche de suivi.

²⁹ Cf. art. 18, al. 1, de l’ordonnance du 25 janvier 2023 sur une réserve d’hiver ; RS 734.722

³⁰ Document consultable sous www.svgw.ch/media > Gaz > Tout sur le gaz > Réglementation.

3.1.3. Régulation du réseau

Accès au réseau : les utilisateurs du réseau, à savoir des négociants ou des fournisseurs, ont droit à un accès au réseau non discriminatoire. À noter encore que la notion de fournisseur comprend également les consommateurs finaux qui veulent et peuvent gérer eux-mêmes les processus liés à l'accès au réseau (acquisition de capacités, etc.). Les fournisseurs tiers, c'est-à-dire autres que les gestionnaires de réseau locaux, sont assurés d'accéder au réseau seulement dans le cas où leurs clients sont équipés d'un système de mesure communicant. Afin de garantir l'absence de discrimination, un nouvel acteur est créé pour coordonner l'accès au réseau de transport, le responsable de la zone de marché, qui accomplira ses tâches indépendamment des gestionnaires de réseau de transport.

Attribution des capacités selon le modèle « entrée-sortie », variante à deux contrats : le responsable de la zone de marché et les gestionnaires de réseau de distribution doivent proposer les capacités disponibles de leur réseau respectif publiquement et sans discrimination. Un modèle « entrée-sortie », que l'on retrouve dans les pays voisins de la Suisse et qui est la norme dans l'UE, est créé pour la réservation des capacités nécessaires au transport du gaz. Il vise à faciliter le commerce du gaz en n'exigeant qu'un contrat pour le point d'injection (entrée) et un pour le point de soutirage (sortie) pour pouvoir transporter du gaz à travers toute la zone de marché sans devoir indiquer d'itinéraire concret. L'injection et le soutirage sont soumis au paiement d'une rémunération pour l'utilisation du réseau.

Le modèle « entrée-sortie » est introduit dans sa variante à deux contrats (du point de vue du fournisseur de gaz). Dans cette variante, les points de soutirage (sortie) de la zone de marché se trouvent chez les consommateurs finaux. Les deux contrats couvrent donc l'entier du transport du gaz en Suisse, du point d'interconnexion transfrontalier, par exemple à Wallbach, jusqu'au consommateur final. Les fournisseurs qui veulent importer du gaz en Suisse et le transporter jusqu'aux consommateurs finaux doivent par conséquent conclure uniquement deux contrats d'utilisation du réseau et doivent verser une rémunération pour l'utilisation du réseau uniquement à deux niveaux, à savoir, premièrement, lors de la réservation de la capacité d'injection auprès du responsable de la zone de marché par l'acquisition d'un produit de capacité (contrat d'injection) et deuxièmement, lors de la conclusion d'un contrat d'utilisation du réseau local (contrat de soutirage) auprès du gestionnaire de réseau concerné.

Le passage du réseau de transport au réseau de distribution (au point d'interconnexion correspondant) est réglementé par un accord d'interconnexion entre le responsable de la zone de marché (pour tout ce qui a trait à la tarification et aux aspects péculinaires) ou le gestionnaire du réseau de transport (pour toutes les questions techniques) et le gestionnaire du réseau de distribution. Par ce contrat, ce dernier réserve la capacité nécessaire auprès du responsable de la zone de marché au point d'interconnexion pour fournir l'ensemble des consommateurs finaux raccordés à son réseau. En contrepartie, il verse au gestionnaire du réseau de transport une rémunération pour l'utilisation du réseau, qu'il peut répercuter sur les utilisateurs de son propre réseau.

Le responsable de la zone de marché est responsable de l'exploitation des points d'interconnexion transfrontaliers. Il attribue les capacités de réseau correspondantes

sous forme d'un éventail de produits de capacité dans le cadre de mises aux enchères. Le but est de proposer autant de produits de capacité que possible sans restriction. Les restrictions peuvent, d'une part, être de nature géographique, si par exemple tous les points de soutirage ne sont pas accessibles à partir d'un point d'injection défini. Il peut, d'autre part, y avoir des restrictions dans le cas de contrats d'utilisation du réseau interruptibles, pour lesquels le responsable de la zone de marché peut interrompre l'utilisation du réseau à certaines conditions.

Intégration des flux de transit dans le modèle « entrée-sortie » de la Suisse : le gazoduc de transit est l'épine dorsale de l'approvisionnement en gaz de la Suisse. Quelque 70 à 80 % du gaz consommés dans notre pays sont importés en Suisse par cette voie. Ce gazoduc sert aussi, dans une large mesure, au transit de gaz à travers la Suisse, principalement en provenance de l'Allemagne ou de la France et à destination de l'Italie. Il peut également être exploité dans le sens sud-nord. Les flux de transit représentent un volume nettement plus important que la consommation intérieure suisse. Actuellement, les capacités de transit sont commercialisées, le plus souvent, indépendamment des livraisons de gaz à destination de la Suisse. Les affaires de transit ne sont pas spécifiquement réglementées, pas même par des prescriptions de la Surveillance des prix.

Avec la LAPGaz, tous les flux de gaz doivent passer par le modèle « entrée-sortie ». La rémunération du réseau pour l'injection et le soutirage sera ainsi régulée de la même façon que le réseau de transport. Le gazoduc de transit sera aussi intégré au cadre législatif et réglementaire de la Suisse. Le changement de contexte lié à l'agression militaire russe contre l'Ukraine, alors que la Suisse est dépendante des importations pour son approvisionnement en gaz, augmente l'intérêt d'une telle inclusion. Une réglementation limitée à l'approvisionnement du pays serait en effet incompatible avec celle de l'UE, et empêcherait pratiquement toute collaboration avec les autorités des pays voisins sur les questions de transit. Finalement, la liquidité du marché des capacités de transport au sein de la zone de marché suisse s'accroît considérablement grâce à l'intégration des flux de transit dans le modèle « entrée-sortie ». Les capacités de réseau correspondantes peuvent ainsi être utilisées soit pour l'approvisionnement à l'intérieur du pays, soit pour le transit.

Une disposition transitoire permet en outre de garantir que les capacités réservées aux points d'interconnexion transfrontaliers par des contrats conclus avant le 30 octobre 2019, y compris la prolongation de réservation au moyen d'options conclues avant cette date, ne puissent pas être attribuées par le responsable de la zone de marché.

Gestion de l'équilibrage : la gestion de l'équilibrage permet d'équilibrer les flux gaziers entrant et sortant pour assurer la stabilité du réseau. Selon la pratique actuelle, chaque société régionale de transport de gaz est responsable de la gestion de l'équilibrage pour son réseau. Avec l'introduction de la LAPGaz, il n'y aura désormais plus qu'une seule zone d'équilibrage en Suisse équivalant à la zone de marché suisse, réseaux de gaz isolés (Tessin et Kreuzlingen) exceptés. Cette zone sera gérée par le responsable de la zone de marché et composée de plusieurs groupes-bilan. Tout utilisateur du réseau devra être raccordé à un groupe-bilan, lequel devra conclure un contrat avec le responsable de la zone de marché.

Le projet de LAPGaz prévoit une comptabilisation journalière des flux de gaz (équilibre journalier). Le responsable de groupe-bilan aura ainsi pour tâche d'aboutir à un bilan énergétique aussi équilibré que possible à la fin de la journée gazière pour son groupe-bilan. Le responsable de la zone de marché lui facturera une rémunération d'équilibre journalière en cas de différences entre l'énergie notifiée à l'avance au responsable de la zone de marché et celle effectivement attribuée à la fin de la journée gazière. Cependant, pour certains processus d'équilibre, le responsable de la zone de marché pourra prévoir, aux fins de stabilité du réseau, que les quantités du groupe-bilan doivent être équilibrées sur une base horaire compte tenu de certaines tolérances, sous peine de rémunérations intrajournalières.

Le gaz pourra être transféré d'un groupe-bilan à un autre groupe-bilan au point d'échange virtuel (à savoir une plateforme électronique). Le point d'échange virtuel sera également géré par le responsable de la zone de marché. Ce point doit, d'une part, permettre aux responsables de groupes-bilan de lisser leur bilan à un rythme intrajournalier et d'autre part, idéalement, contribuer à accroître la liquidité du marché suisse du gaz.

Le responsable de la zone de marché gèrera le recours à la flexibilité, qui inclut notamment le stockage en conduites, la flexibilité de stockage et l'acquisition d'énergie de réglage. Les consommateurs finaux et les producteurs auront le droit, dans le cadre de la liberté contractuelle, de commercialiser auprès de tiers leur potentiel de flexibilité.

Le financement de la gestion de l'équilibre sera assuré en premier lieu par les recettes du responsable de la zone de marché provenant de la rémunération d'équilibre journalière et de la rémunération intrajournalière. Une rémunération d'équilibre à des fins de neutralité à verser par les groupes-bilan couvrira le reste des coûts et assurera que la gestion de l'équilibre soit neutre du point de vue financier. Une rémunération sera perçue pour l'exploitation du point d'échange virtuel.

Tessin et Kreuzlingen : le Tessin n'est pas directement relié au réseau de gaz suisse et la région de Kreuzlingen (Untersee, ville de Kreuzlingen, Obersee) n'est raccordée au réseau suisse que par une petite conduite. Ces deux zones isolées sont directement approvisionnées à partir des pays limitrophes, à savoir l'Italie et l'Allemagne. Comme ces structures se sont constituées au fil du temps et que les quantités de gaz concernées sont relativement petites, un changement important dans la structure d'approvisionnement serait disproportionné. De ce fait, ces zones ne font pas partie de la zone de marché suisse. C'est pourquoi il est prévu de pouvoir adapter, au niveau de l'ordonnance, une partie des dispositions légales en fonction de la situation, en particulier celles relatives au modèle « entrée-sortie », à l'équilibre et à l'accomplissement des tâches du responsable de la zone de marché en la matière. Dans tous les cas, les dispositions portant sur l'accès au marché et la séparation des activités s'appliqueront. Les dispositions visant un approvisionnement fiable en gaz de même que les dispositions ayant trait à la protection des données seront, elles aussi, applicables. En outre, le régulateur aura les mêmes compétences. À noter encore que la liaison du réseau de gaz entre la Suisse et le Liechtenstein est tenue, l'approvisionnement de ce dernier se faisant principalement par l'Autriche. Aussi, le Liechtenstein ne fera-t-il pas partie de la zone de marché gérée par le responsable de

la zone de marché, contrairement à la situation qui prévaut dans le secteur de l'électricité avec Swissgrid.

Réseau de gaz fiable : les gestionnaires de réseau doivent veiller à ce que leur réseau soit sûr, performant et efficace, et ils devront prendre les mesures nécessaires pour assurer une protection adéquate de leurs installations contre les cybermenaces. Ils seront tenus de coopérer entre eux et avec le responsable de la zone de marché. Ce dernier assurera la coopération avec les gestionnaires de réseau de transport ou les responsables de la zone de marché des pays voisins. Ces obligations concernent également la planification du réseau.

De plus, lors de l'élaboration des règles de branche, notamment pour le réseau de transport, il faudra prêter attention aux règles de l'UE (notamment celles qui régissent l'attribution des capacités, la gestion des congestions, l'équilibrage, la tarification pour l'utilisation du réseau, la qualité du gaz et la coopération entre les gestionnaires de réseau). Un rapprochement de ces règles techniques permet d'éviter d'éventuels désaccords avec nos pays voisins et d'éviter des barrières à l'entrée sur le marché lors de l'importation et du transit du gaz. Les consommateurs finaux seront également impliqués dans l'élaboration de ces règles.

Tarifs d'utilisation du réseau : pour déterminer la rémunération due pour l'utilisation du réseau, les gestionnaires de réseau (au niveau du réseau de distribution) et le responsable de la zone de marché (au niveau du réseau de transport) fixeront et publieront des tarifs d'utilisation du réseau pour tous les points d'injection et de soutirage. Le régulateur sera responsable de la surveillance des tarifs d'utilisation du réseau, y compris les tarifs des systèmes de mesure. Une réglementation basée sur les coûts incluant un bénéfice (régulation « cost-plus ») s'appliquera : l'adéquation des tarifs d'utilisation du réseau sera déterminée en fonction des coûts imputables du réseau augmentés d'un bénéfice adéquat. Le taux d'intérêt applicable pour le calcul du coût du capital sera déterminant dans ce contexte. Il sera fixé au niveau de l'ordonnance.

Une tarification basée sur les coûts s'appliquera également aux conduites de transit. Disposer d'une tarification pour le transit basée sur les coûts permettra en effet à la Suisse de se conformer aux réglementations européennes.

Le régulateur surveillera l'application des critères ci-dessous régissant la répartition des coûts imputables du réseau entre les différents utilisateurs. La répartition des coûts imputables devra satisfaire au *principe de causalité* : les coûts devront être, dans la mesure du possible, imputés aux utilisateurs qui occasionnent ces coûts. Dans le cas des systèmes de mesure, une tarification différente pourrait ainsi être appliquée aux clients qui disposent d'un système de mesure communicant et à ceux qui n'en disposent pas.

Les éléments suivants différencient la tarification du réseau de distribution et celle du réseau de transport. Les tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution seront fixés de façon autonome par les gestionnaires du réseau de distribution et devront être indépendants de la distance. Les tarifs du réseau de transport pourront quant à eux être fixés en fonction de la distance. La méthode utilisée pour le calcul des tarifs de transport devra toutefois être la même pour toute la Suisse. Elle permettra entre autres de répartir les coûts de transport entre les consommateurs suisses et le transit. Le

responsable de la zone de marché la soumettra dans le cadre d'une consultation publique au régulateur et aux milieux intéressés. De plus, le responsable de la zone de marché fixera les conditions de la mise aux enchères des produits de capacité permettant l'utilisation des points d'interconnexion transfrontaliers avec le réseau de transport. Le responsable de la zone de marché gèrera les recettes au niveau du réseau de transport et les reversera, après déduction de ses propres coûts non couverts par d'autres recettes, aux gestionnaires de réseau de transport proportionnellement aux coûts de réseau imputables dans le cas d'espèce.

Actuellement, le Surveillant des prix contrôle les tarifs du gaz. Ces tarifs sont publiés, mais ne permettent pas de faire la distinction entre les coûts d'utilisation du réseau et les coûts de fourniture de l'énergie. Sur le site Internet du Surveillant des prix³¹, les tarifs globaux peuvent être comparés en fonction du profil de consommation. Comme la très grande majorité des entreprises suisses d'approvisionnement en gaz appartiennent aux communes et aux villes et que celles-ci exercent en conséquence une influence sur la fixation des prix, les tarifs du gaz relèvent de la compétence de contrôle des prix administrés du Surveillant des prix conformément à l'art. 14 de la loi fédérale du 20 décembre 1985 concernant la surveillance des prix (LSPr)³². Dans le cadre de son activité, le Surveillant des prix a conclu un règlement amiable avec cinq gestionnaires de réseau de transport en octobre 2014, lequel a été reconduit en octobre 2020 avec une échéance fixée dans un premier temps au 30 septembre 2024 ; un nouveau règlement amiable a été conclu et son échéance fixée au 30 septembre 2025. Ce règlement définit certaines modalités de calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau à partir de 2015. Il prévoit par ailleurs la création d'une réserve dédiée (fonds d'investissement doté de 12,5 millions de francs par an jusqu'à 251 millions au maximum). Les coûts de capital des investissements financés par ce fonds représentent des coûts de réseau imputables selon le règlement amiable. Les dispositions de la LApGaz rendent ce règlement obsolète ; celui-ci devra donc être abrogé. Si, après la dissolution du fonds, ses ressources sont investies dans le réseau gazier, elles seront prises en compte dans la base des coûts de capital imputables.

Le contrôle des prix des réseaux thermiques (réseaux de chaleur et de froid) restera du ressort du Surveillant des prix. La raison principale qui sous-tend ce choix est que les synergies avec le gaz et l'électricité sont moins importantes qu'entre ces deux vecteurs énergétiques : les réseaux thermiques sont plus décentralisés et hétérogènes. De même, la composante internationale est absente pour eux. Les réseaux thermiques ont toutefois également les caractéristiques d'un monopole naturel et il serait en principe possible de les réguler selon une approche « cost-plus ». Le Royaume-Uni envisage par exemple de réguler la tarification des réseaux de chaleur à distance dans le but de protéger les consommateurs contre des prix disproportionnés résultant de leur pouvoir monopolistique, dans un contexte de précarité énergétique importante. Une régulation « cost-plus » est l'une des options envisagées³³. La Confédération ne

³¹ <http://gaspreise.preisueberwacher.ch>

³² RS 942.20

³³ Cf. « [Heat networks regulation – consumer protection](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1176732/heat-network-consumer-protection-consultation-document.pdf) » (en particulier p. 41 ss) https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1176732/heat-network-consumer-protection-consultation-document.pdf.

dispose toutefois que de peu de compétences dans le domaine des réseaux de chaleur ; l'article constitutionnel traitant du transport par conduites (art. 91, al. 2, de la Constitution [Cst.]³⁴) n'est pas applicable à cet effet (cf. ch. 4 du rapport du Conseil fédéral du 17 décembre 2021 « Potentiel des installations de chauffage et de refroidissement à distance », en exécution du postulat 19.4051).

Coûts de réseau imputables :

Valeur du réseau : de façon générale, les directives relatives à l'évaluation de la valeur calculée des installations reposeront sur les coûts d'achat ou de construction (art. 20, al. 3) et seront globalement semblables à celles prévues par la LApEl. Une évaluation synthétique ne sera admissible qu'à titre exceptionnel. Afin d'éviter les discussions qui ont eu lieu lors de l'entrée en vigueur de la LApEl (surévaluation due à une évaluation synthétique), il convient de conserver la disposition transitoire selon laquelle les valeurs de la comptabilité financière peuvent, dans certaines circonstances, être déterminantes pour les anciennes installations. Les installations du réseau complètement amorties ou celles qui n'apparaissent pas aux actifs dans la comptabilité financière en date du 14 février 2020 – date de la fin de la première consultation publique de l'avant-projet de la LApGaz – ne pourront pas être prises en compte dans l'évaluation (art. 44, al. 3). D'ailleurs, peu de temps après l'entrée en vigueur de la LApEl, il a fallu compléter l'ordonnance d'exécution, à savoir l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEl)³⁵, par des dispositions sur l'évaluation synthétique et, plus généralement, sur la réduction des coûts de capital³⁶. En outre, le Conseil fédéral devra prescrire une méthode pour l'exécution d'une évaluation synthétique. Le régulateur contrôlera l'exactitude de l'imputation des coûts. Bien entendu, il pourra corriger les valeurs calculées par le gestionnaire de réseau. La base d'actifs régulés (BAR, [Regulated Asset Base, RAB]) du réseau agrègera la valeur de la totalité des actifs gérés par le gestionnaire de réseau.

Selon la documentation de la branche portant sur le calcul des tarifs des réseaux de distribution³⁷ et le règlement amiable d'août 2024 entre les gestionnaires de réseau de transport et la Surveillance des prix³⁸, les coûts d'achat et de construction constituent déjà aujourd'hui la base pour la détermination des coûts du capital.

Amortissements extraordinaires : les amortissements extraordinaires nécessaires en vue de la désaffectation anticipée d'un réseau de gaz ou de son démantèlement doivent également pouvoir être imputables aux coûts du réseau. En effet, au vu des planifications énergétiques des communes, des réflexions menées par les entreprises

³⁴ RS 101

³⁵ RS 734.71

³⁶ Modification de l'OApEl du 12 décembre 2008, RO 2008 6467 ; cf. communiqué de presse de l'OFEN du 5 décembre 2008 (disponible sous www.admin.ch > Documentation > Communiqués > Nouvelles mesures contre la cherté de l'électricité : le Conseil fédéral révisé l'ordonnance).

³⁷ Standard de la branche régissant le calcul de la rétribution pour l'utilisation des réseaux de gaz locaux. (Nemo). Le document peut être consulté sous www.ksdl-erdgas.ch > Téléchargements > Manuel Nemo.

³⁸ *Einvernehmliche Regelung mit HD-Gasnetzbertreibern betr. Netznutzungsentgelte des schweizerischen Hochdruck-Erdgasnetzes* (en allemand uniquement), consultable sous www.monsieur-prix.admin.ch > Documentation > Publications > Règlements amiables.

d'approvisionnement en gaz sur la rentabilité de leurs activités et du passage accru des consommateurs du chauffage au gaz à d'autres sources de chaleur, certaines villes ont déjà prévu que des réseaux de conduites seront totalement ou partiellement désaffectés. Si l'on applique les directives (actuelles) de la branche, qui prévoient aujourd'hui des amortissements sur des périodes allant jusqu'à 50 ans, il est possible que les installations ne soient pas encore complètement amorties, à tout le moins en termes d'amortissement théorique, au moment de leur mise hors service définitive. Cela ne doit pas constituer un frein à leur désaffectation. C'est pourquoi les conduites désaffectées de façon anticipée devront figurer en principe dans les plans de développement du réseau soumis à l'EnCom. Lors d'investissements nécessaires pour le remplacement d'une conduite, il s'agira de déterminer la durée durant laquelle celle-ci sera en service. Au cas où cette durée serait plus faible que la durée d'amortissement usuelle, des amortissements plus élevés pourront être prévus dès la mise en service de la conduite. De plus, des coûts directs pourront survenir lors de la désaffectation de la conduite ou de son démantèlement³⁹. Cette possibilité complète celle de l'art. 32b LITC qui prévoit que l'entreprise, lorsqu'elle cesse l'exploitation de l'installation, doit démanteler cette dernière à ses frais et rétablir l'état antérieur, dans la mesure où l'intérêt public l'exige.

Investissements sur le réseau en vue du transport d'un mélange contenant du gaz renouvelable et du gaz naturel fossile dans le réseau : Les investissements nécessaires permettant au réseau de gaz existant de transporter un mélange de gaz renouvelable et de gaz naturel fossile dans le réseau seront en principe imputables aux coûts du réseau. Il peut s'agir d'investissements nécessaires pour permettre le flux de gaz du réseau de distribution vers le réseau de transport. Les investissements peu conséquents sur le réseau permettant de transporter un mélange gazeux contenant de l'hydrogène (pour un taux d'hydrogène relativement faible) seront imputables aux coûts du réseau, par exemple des installations de détection de fuites spécifiques à l'hydrogène (cf. point suivant). Les investissements sur les conduites et les compresseurs avec pour but d'augmenter la pression ou le débit des conduites sont en revanche plus conséquents et ne seront pas imputables aux coûts du réseau.

Investissements sur le réseau en vue de la réaffectation de conduites afin qu'elles transportent non plus du méthane, mais de l'hydrogène : les investissements en vue de transformer le réseau pour permettre le transport d'hydrogène pur ne seront pas imputables aux coûts du réseau de gaz, qui transporte principalement du méthane, et par conséquent à la rémunération pour l'utilisation du réseau. Le but est d'empêcher des financements croisés non transparents entre les clients consommant du méthane et ceux consommant de l'hydrogène. Dans le cas où un réseau d'hydrogène pur serait régulé à l'avenir, de tels financements pourraient être envisageables, comme cela est prévu dans l'UE, sous la forme de transferts entre domaines régulés. L'art. 5 du règlement UE 2024/1789 prévoit d'autoriser les financements croisés (transferts financiers) entre les différentes activités régulées aux conditions suivantes : les tarifs d'accès au réseau sont facturés aux utilisateurs de la base d'actifs régulés qui bénéficie

³⁹ Pour une discussion plus approfondie, voir l'étude suivante sur les aspects réglementaires de la mise hors service de réseaux de gaz, consultable sous www.bfe.admin.ch > Approvisionnement > Énergies fossiles > Gaz naturel > Loi sur l'approvisionnement en gaz.

d'un transfert financier ; la somme des transferts financiers et des revenus tirés des services qui sont perçus via les tarifs d'accès au réseau n'est pas supérieure aux revenus autorisés ou ciblés ; un transfert financier est approuvé pour une durée limitée qui ne dépasse pas un tiers de la durée restante d'amortissement de l'infrastructure concernée. Lors de la réaffectation de conduites afin qu'elles transportent non plus du méthane, mais de l'hydrogène, l'EnCom annoncera la valeur à laquelle l'actif méthane sort de la base d'actifs régulés (BAR) méthane. La valeur de sortie des actifs méthane doit correspondre à leur valeur résiduelle qui sera alors documentée en vue d'une éventuelle réglementation future du réseau d'hydrogène. Le Surveillant des prix aura accès à cette information (art. 18 LSPr). À noter que les investissements qui auront été faits au préalable en vue de la réaffectation des conduites et qui n'étaient pas imputables aux coûts du réseau de gaz transportant principalement du méthane ne seront pas inclus dans cette valeur de sortie. La valeur d'entrée dans la BAR hydrogène pourra donc différer de la valeur de sortie de la BAR méthane.

Plan de développement du réseau et coordination avec le chauffage à distance :

La perspective de désaffectations anticipées de conduites de gaz et le droit d'imputer au réseau les coûts supplémentaires qui leur sont liés nécessitent une attention particulière à la planification du développement du réseau. Une vision à long terme est en effet nécessaire pour informer les clients à temps, assurer une bonne coordination avec le développement du chauffage à distance et répartir les coûts additionnels sur un nombre raisonnable de clients. Plus tôt une désaffectation est prévue, et plus grand sera le nombre d'années sur lesquelles sera répartie l'augmentation des coûts qui en résulte, et ainsi sur un plus grand nombre d'utilisateurs alors que de nombreux clients restent approvisionnés en gaz. En effet, il est attendu que la consommation de gaz naturel baisse au fil du temps, en raison d'une meilleure efficacité énergétique des bâtiments et de l'électrification de la production de chaleur.

La présente LApGaz prévoit par conséquent que les gestionnaires de réseau établiront des plans de développement du réseau. Pour ce faire, ils se coordonneront avec les communes et les gestionnaires de réseaux thermiques et examineront les variantes de décarbonation. Les gestionnaires de réseau de transport se coordonneront également avec les gestionnaires de réseau de distribution pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz. Leur planification doit leur permettre d'être compatibles avec les objectifs de la politique énergétique et climatique pour un approvisionnement énergétique exempt de CO₂ d'origine fossile, tels qu'ils sont fixés dans la planification énergétique des cantons et des communes. Cette dernière prime en effet sur la planification des gestionnaires de réseau. Les gestionnaires de réseau devront en outre tenir compte explicitement du type de gaz qui circulera dans les conduites en planifiant quelles conduites seront réaffectées à l'hydrogène pur et déterminer quelles conduites seront encore nécessaires à l'avenir. Cela implique également d'envisager la désaffectation des conduites de gaz. Le Conseil fédéral pourra également prévoir que les scénarios-cadres de l'électricité soient pris en compte lors de l'élaboration des plans de développement du réseau de gaz. Il y aura à l'avenir en effet de plus en plus d'interactions entre les différents vecteurs énergétiques (substitution du gaz par l'électricité pour la production de chaleur, hydrogène et couplage des secteurs, entre autres).

Les plans devront être soumis au régulateur qui pourra transmettre aux gestionnaires de réseau l'accord de principe quant à l'imputabilité des coûts d'investissement. Le Conseil fédéral pourra également prévoir que ce dernier examine les plans du point de vue de la sécurité d'approvisionnement dans le contexte de la désaffectation de conduite de gaz. En particulier, un réseau en amont ne pourra pas être désaffecté si les réseaux en aval ne le sont pas. Enfin, toutes les informations nécessaires aux cantons et communes en vue d'une bonne coordination dans le domaine de la chaleur de confort devront leur être transmises sur demande.

3.1.4. Régulateur et responsable de la zone de marché

Régulateur : l'ElCom, qui est actuellement responsable de l'application de la législation sur l'approvisionnement en électricité sera à l'avenir chargée de la surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz ; elle devra également s'occuper de l'exécution de la législation sur l'approvisionnement en gaz, comme cela est le cas dans les États membres de l'UE. Elle se dénommera « Commission fédérale de l'énergie » (EnCom). Sa tâche principale consistera à surveiller les tarifs d'utilisation du réseau, le traitement des litiges concernant l'accès au réseau ainsi que la mise en œuvre des dispositions relatives à la sécurité d'approvisionnement. Elle coopérera en outre avec les autorités homologues des pays voisins. Elle sera également chargée de la cybersécurité, comme c'est le cas pour l'électricité.

Responsable de la zone de marché : afin de garantir l'absence de discrimination, un nouvel acteur est créé au niveau des réseaux de transport, le responsable de la zone de marché, qui accomplira ses tâches indépendamment des gestionnaires de réseau de transport. Les rapports de propriété sur le réseau demeurent inchangés. Pour financer son activité (gestion des capacités de transport et de l'équilibrage), le responsable de la zone de marché participera aux recettes tarifaires au niveau du réseau de transport. Autrement dit, il se financera en grande partie par les tarifs d'utilisation du réseau. De plus, il obtiendra des revenus de l'activité qu'il exerce comme responsable de la zone d'équilibrage (cf. intitulé « Gestion de l'équilibrage » au chap. 3.1.3). Toutefois, ses recettes ne sauraient excéder ses coûts puisqu'il ne doit pas réaliser de bénéfices.

L'institution prendra la forme d'une société par actions, créée par les gestionnaires de réseau de transport. Compte tenu du potentiel de discrimination inhérent aux tâches du responsable de la zone de marché en raison du caractère de monopole naturel du réseau, celui-ci doit être indépendant de l'économie gazière, notamment en termes de personnel. Le Conseil fédéral approuvera les statuts du responsable de la zone de marché. Une période d'environ deux ans sera nécessaire pour constituer le responsable de la zone de marché ainsi qu'environ 18 mois supplémentaires pour qu'il soit pleinement opérationnel. Une entrée en vigueur échelonnée est ainsi prévue ; les dispositions qui sont tributaires du responsable de la zone de marché pour être mises en œuvre entreront en vigueur dans un deuxième temps. Sont concernées en particulier les dispositions sur l'accès au réseau, la mise aux enchères des capacités par le responsable de la zone de marché de même que la fixation des tarifs d'utilisation du réseau de transport par le responsable de la zone de marché ou la conduite et le

financement du suivi de la sécurité de l’approvisionnement (cf. commentaire de l’art. 19 au chap. 4 ci-dessous).

Les cantons, les communes et les entreprises du secteur du gaz à majorité suisse bénéficieront d’un droit de préemption sur les actions du responsable de la zone de marché.

Cela permet de rendre possible le contrôle de la société par des intérêts suisses. Le Conseil fédéral pourra édicter des prescriptions supplémentaires en ce qui concerne l’organisation et l’indépendance du responsable de la zone de marché. Il s’agit en particulier du droit des cantons à pouvoir participer au capital de la société et déléguer leurs représentants dans l’organe suprême de direction.

L’argument qui plaide en faveur du modèle « Responsable de la zone de marché » est le principe de proportionnalité. La création d’un seul gestionnaire de réseau de transport sur le modèle de Swissgrid SA dans le domaine de l’électricité serait, en raison du transfert de propriété, beaucoup plus intrusive. Le droit de l’UE exige dans le modèle standard une dissociation des structures de propriété (*ownership unbundling*).

3.1.5. **Transparence et échange de données**

Transparence : les informations dont ont besoin les utilisateurs du réseau pour obtenir une vue d’ensemble sur la capacité de réseau proposée, sur les règles applicables à la gestion de l’équilibrage et sur les tarifs d’utilisation du réseau, seront publiées par les gestionnaires de réseau ou, selon les cas, par le responsable de la zone de marché. Les tarifs d’utilisation du réseau devront être publiés chaque année. Les factures du fournisseur devront présenter séparément les coûts de l’énergie, la rémunération pour l’utilisation du réseau, la rémunération pour les prestations de mesure, les redevances et prestations aux collectivités publiques. Les gestionnaires de réseau publieront leurs propres comptes annuels. Le Conseil fédéral pourra également prévoir que les plans de développement du réseau doivent être publiés.

Échange de données, processus d’information et rôle d’une plateforme centrale de données : en cas de changement de fournisseur, les données et informations nécessaires devront être mises à la disposition du nouveau fournisseur. À l’avenir, le processus de changement devrait être opéré essentiellement par voie électronique : le Conseil fédéral pourra prévoir que les gestionnaires de réseaux de gaz se raccordent à la plateforme centrale (*datahub*), prévue pour l’électricité (art. 17g s. LAPeI) et fournissent par ce moyen l’intégralité des données des clients concernés. Une solution autonome pour le domaine de l’approvisionnement en gaz n’apparaît pas judicieuse d’un point de vue économique.

Dans le contexte international actuel, compte tenu de la complexité croissante des processus et des possibilités offertes par la numérisation, il apparaît avantageux pour assurer un échange de données efficace et de haute qualité, de disposer d’une telle solution. L’organisation efficace de l’accès aux données et aux informations est en effet essentielle pour que la concurrence fonctionne. Pour éviter que des acteurs du marché soient discriminés ou que de nouveaux arrivants soient empêchés d’intégrer

le marché, l'échange des données et les processus d'information nécessaires entre les gestionnaires de réseau et les autres acteurs du marché doivent être clairement définis, largement standardisés et organisés de manière simple. Il est indispensable que les données et informations utiles aux processus techniques de l'approvisionnement et en particulier aux processus de changement soient de haute qualité, transmises en temps utile et mises à disposition automatiquement. En outre, il faut s'assurer que les tiers autorisés (p. ex. les propriétaires des données) ont accès aux données. Il importe que les coûts des transactions liées à la mise en œuvre soient faibles. Les informations nécessaires à l'équilibrage, à l'attribution de capacité et à la tarification devront également être fournies par les responsables en temps utile, gratuitement et selon un bon niveau de qualité aux acteurs qui en ont besoin.

Les plateformes combinées pour le gaz et l'électricité permettront d'accroître les économies d'échelle, de tirer parti des synergies, de réduire les coûts, de favoriser les services numériques et de donner aux consommateurs la possibilité de prendre une part plus active dans les marchés du gaz et de l'électricité. Enfin, la coordination du nombre croissant d'acteurs s'en trouvera simplifiée. Étant donné que les infrastructures destinées à l'approvisionnement en électricité ou en gaz sont des infrastructures « critiques », il convient de prêter une attention particulière à la sécurité de l'information sur la base des conclusions de la Stratégie nationale de protection de la Suisse contre les cyberrisques (SNPC). Cette stratégie a été adoptée par le Conseil fédéral lors de sa séance du 5 avril 2023 et par les cantons lors de l'assemblée plénière de la Conférence des directrices et directeurs des départements cantonaux de justice et police du 13 avril 2023.

3.1.6. Délimitation des compétences entre l'EnCom, la Commission de la concurrence et le Surveillant des prix

L'EnCom est une autorité de régulation créée afin de veiller au respect de la loi dans le secteur du gaz, appelée à statuer et à rendre des décisions (art. 34). Dans les domaines régulés par la LApGaz pour lesquels l'EnCom est l'autorité de surveillance compétente en cas de litige ou d'office, la compétence de la COMCO et celle du Surveillant des prix disparaissent. Sont notamment concernés le contrôle des rémunérations pour l'utilisation du réseau et des tarifs d'utilisation du réseau, la garantie de l'accès au réseau, les systèmes de mesure des gestionnaires de réseau et les dispositions sur la sécurité d'approvisionnement.

Dans le domaine de l'approvisionnement en gaz, la COMCO peut intervenir contre un fournisseur de gaz ou un gestionnaire d'installation de mesure sur le marché libre s'il occupe une position dominante sur le marché (cf. art. 4, al. 2, de la loi du 6 octobre 1995 sur les cartels [LCart ; RS 251]) et abuse de sa position en entravant l'exercice de ses concurrents ou en désavantageant ses partenaires commerciaux (cf. art. 7, al. 1, LCart). En outre, la COMCO intervient notamment en cas d'accords illicites dans ces domaines (art. 5 LCart). Les domaines précités ne relèvent pas de la compétence de l'EnCom. En cas de changement de fournisseur, chacune des deux autorités est compétente pour les aspects qui la concernent, à savoir l'EnCom en matière de réseau et d'accès au réseau et la COMCO en matière d'énergie.

La LSPr prévoit que le Surveillant des prix observe l'évolution des prix, qu'il empêche les augmentations de prix abusives et le maintien de prix abusifs. La surveillance de certains prix par d'autres autorités est réservée (art. 4 et 15 LSPr). Si le niveau des prix pour les livraisons de gaz ou les prestations de mesure sur le marché libre est sujet à discussion dans un cas spécifique, les autorités de la concurrence se concertent et décident d'un commun accord si c'est le Surveillant des prix ou la COMCO qui traite le cas (art. 3, al. 3, LCart).

3.2. Adéquation des moyens requis

La LApGaz instaure un cadre légal et charge une autorité de régulation étatique de veiller à son respect.

L'adaptation des structures et des processus exige, de la part de la branche du gaz, un investissement unique. Ces dépenses supplémentaires sont à mettre en regard des avantages qui en résulteront : bénéfices macroéconomiques, économies réalisées, possibilités de choix données aux consommateurs finaux, possibilités d'innovation pour les fournisseurs, amélioration de la sécurité juridique et renforcement de la sécurité de l'approvisionnement en gaz.

3.3. Mise en œuvre

Le principe de subsidiarité est essentiel dans la mise en œuvre de la LApGaz : il représente une condition *sine qua non* pour qu'un marché dépendant d'une infrastructure de réseau en situation de monopole régulé puisse fonctionner sans réglementation excessive. L'art. 42 reflète ce principe : il prévoit que le Conseil fédéral édicte les dispositions d'exécution et que les organisations concernées édictent ensemble les directives techniques ou administratives nécessaires à l'exécution de la loi. Les autorités fédérales demeurent toutefois responsables de l'exécution, y compris en cas d'implication d'organisations privées. La compétence de surveillance ne peut, quant à elle, pas être transférée à des tiers. Si les organisations concernées ne remplissent pas, ou pas intégralement, leur obligation, les autorités fédérales doivent intervenir. La participation des milieux directement concernés offre une assurance quant au fait que les directives n'instaurent aucune règle discriminatoire.

L'économie gazière doit continuer à disposer de la marge de manœuvre dont elle a besoin. Par ailleurs, elle est incitée à élaborer, dans le cadre prescrit, des concepts et des propositions pour la mise en œuvre de la LApGaz qui recueillent l'assentiment général. Cette démarche revêt une importance sur le plan pratique particulièrement en ce qui concerne la mise en œuvre de l'accès au marché et le modèle « entrée-sortie ». Les organisations concernées doivent élaborer des solutions visant à octroyer et assurer un accès non discriminatoire au réseau. Dans ce cadre, il faut veiller à ce que l'accès au réseau ne soit pas entravé par des obstacles disproportionnés, qu'ils soient de nature administrative, technique ou liés aux coûts, et que les fournisseurs nouvellement arrivés sur le marché ne soient pas désavantagés.

L'EnCom est investie, s'agissant des objets réglementés par la LApGaz, des mêmes tâches et compétences que celles prévues par la LApEl dans le domaine de l'électricité, compte tenu de la révision de la LApEl du 29 septembre 2023⁴⁰.

4. Commentaire des dispositions

4.1. Loi fédérale sur l'approvisionnement en gaz

Chapitre 1 Dispositions générales

Art. 1 But

La loi poursuit un double but : premièrement, elle vise à assurer la fiabilité de l'approvisionnement en gaz. Parmi les mesures destinées à renforcer la sécurité d'approvisionnement, les prescriptions relatives au stockage de certaines quantités de gaz durant le semestre d'hiver (art. 10) méritent d'être soulignées. Ces mesures sectorielles viennent compléter les instruments de l'approvisionnement économique du pays. Il convient de distinguer la sécurité d'approvisionnement de la sécurité de l'exploitation du réseau : en effet, les exigences relatives à la protection des personnes, des choses et de l'environnement figurent dans la LITC. Deuxièmement, en garantissant l'accès au réseau (art. 16), la loi veille à ce que la concurrence fonctionne correctement et, partant, à ce que l'approvisionnement en gaz soit économiquement optimal.

Art. 2 Objet et champ d'application

La loi s'applique en principe à tous les réseaux de gaz (*al. 1 et 3*), l'utilisation des réseaux figurant au premier plan. Elle ne régit pas les obligations de raccordement au réseau et la prise en charge des coûts occasionnés par le raccordement au réseau des installations de production et des sites de consommation (*al. 2*). Le financement des conduites de raccordement au réseau reste donc du ressort du canton et de la commune, une situation analogue à celle prévue par la législation en matière d'approvisionnement en électricité. La loi, qui ne change rien à la diversité des solutions qui se sont développées dans la pratique, se limite à interdire la double imputation des coûts (principe de causalité prévu par l'art. 8). Elle ne confère pas non plus de droit à un raccordement au réseau. D'éventuelles prescriptions relevant du droit cantonal ou communal demeurent donc possibles.

Un mélange contenant du gaz renouvelable entre dans le champ d'application de la loi, la condition à respecter en vertu de l'al. 4 étant toutefois que le gaz transporté soit principalement du méthane (gaz naturel et biométhane). Outre le biométhane, le méthane synthétique et l'hydrogène, notamment, sont des gaz renouvelables. Le champ d'application de la loi ne couvre donc pas, en particulier, les réseaux de gaz qui, selon une mesure en mètres cubes, transportent principalement de l'hydrogène

⁴⁰ FF 2023 2301

(cf. aussi art. 22, al. 2). Le 13 décembre 2024, le Conseil fédéral a adopté la stratégie nationale en matière d'hydrogène. D'après celle-ci, une réglementation du marché en matière de réseaux d'hydrogène ne serait intégrée dans la LApGaz que si le besoin de conduites d'hydrogène était démontré, ce qui n'est pas encore le cas actuellement.

L'al 5 traite des réseaux de gaz isolés (Tessin et région de Kreuzlingen), qui ne font pas partie de la zone de marché suisse (art. 3, al. 1, let. i). Le Conseil fédéral pourra prévoir des solutions adaptées à la situation, notamment en ce qui concerne la gestion de l'équilibrage et la gestion des capacités au point d'interconnexion transfrontalier de Bizzarone, au Tessin. La norme de délégation laisse une large marge de manœuvre au Conseil fédéral. Celui-ci ne pourra toutefois prévoir des exceptions ou des règles dérogatoires que pour les tarifs d'utilisation du réseau, l'équilibrage et les installations de stockage. Dans tous les cas, le droit d'accéder au réseau (art. 16) s'appliquera aussi dans les zones de desserte isolées.

Art. 3 Définitions

Les définitions légales se fondent sur celles de la législation relative à l'approvisionnement en électricité, certaines notions ayant toutefois une signification légèrement différente pour des raisons techniques. De ce fait, toutes les définitions ne sont pas commentées.

Contrairement à ce qui prévaut dans la LApEl, l'attribution des zones de desserte ne se fait pas au niveau cantonal. Afin d'établir clairement qui doit être considéré comme le gestionnaire de réseau, la let. b mentionne les autorisations d'exploiter accordées sur la base de la LITC par la Confédération (art. 30, al. 1, LITC) et par les cantons (art. 42, al. 1, LITC).

L'utilisateur du réseau (let. c) est la personne physique ou morale qui injecte, soutire ou achemine du gaz dans un réseau. La notion d'utilisateur du réseau inclut en particulier les fournisseurs et donc également les gestionnaires de réseau, du fait du rôle qu'ils jouent dans l'approvisionnement en gaz direct des consommateurs finaux, ainsi que les intermédiaires et les transitaires. En revanche, les consommateurs finaux n'interviennent en règle générale qu'en tant que bénéficiaires du raccordement au réseau et non en tant qu'utilisateurs du réseau, à moins qu'ils assurent leur propre approvisionnement. Pour les exploitants d'installations de production ou d'installations de regazéification et les gestionnaires d'installations de stockage (art. 29), il convient d'adopter une approche différenciée selon qu'ils concluent eux-mêmes leurs contrats d'injection et de soutirage ou qu'ils mandatent un tiers à cet effet. Par fournisseur tiers (let. d), l'on entend tout fournisseur de gaz qui livre du gaz à des consommateurs finaux, et qui n'est pas gestionnaire du réseau de distribution qu'il utilise pour les approvisionner. Cette définition est directement liée au libre choix du fournisseur visé à l'art. 9, al. 1, et à la possibilité donnée au gestionnaire de réseau de refuser l'accès à son réseau conformément à l'art. 16, al. 3.

Le réseau de transport (let. f), aussi appelé « système de transport de gaz » dans le droit de l'UE, comprend les installations du réseau exploitées surtout à des niveaux de pression supérieurs (plus de 5 bars). Le gazoduc de transit en fait notamment partie. Actuellement, le réseau de transport comprend les installations de Transitgaz SA, de Swissgas SA, de Gaznat SA, de Gasverbund Mittelland (GVM) AG, de Erdgas

Ostschweiz (EGO) AG, de Erdgas Zentralschweiz (EGZ) AG, de Unigaz SA et de Aziende Industriali di Lugano (AIL) SA. La définition légale met en évidence les caractéristiques principales du réseau de transport ; il existe toutefois également quelques grands consommateurs qui sont directement raccordés au réseau de transport et approvisionnés par ce dernier.

Le réseau de distribution (let. g) comprend les installations de réseau plus petites, exploitées à des niveaux de pression inférieurs. Celles-ci sont destinées non pas au transport de gaz sur de longues distances, mais principalement à la fourniture aux clients finaux. Le réseau de transport local, qui se trouve en amont du réseau de distribution proprement dit et auquel aucun consommateur final n'est raccordé, en fait aussi partie. Les conduites de raccordement (qui relient le point de raccordement de du bâtiment au point de raccordement au réseau) font partie du réseau de transport ou du réseau de distribution concerné. En cas de litige concernant l'attribution d'une installation au réseau de transport ou au réseau de distribution, c'est l'EnCom qui tranche. Les postes de détente et de comptage devraient être attribués au réseau de transport ou au réseau de distribution sur une base uniforme au moins à l'échelle régionale. Des dispositions d'exécution pourraient être édictées pour fixer les limites du système (gazoduc de transit et autre réseau de transport, réseau de transport local et autre réseau de distribution, conduites de raccordement au réseau, etc.), ceci dans la mesure où la branche ne définit pas de standards pertinents, dans le cadre du principe de subsidiarité (cf. art. 42, al. 3).

Toutes les installations de réseau situées sur le territoire suisse, à l'exception des réseaux de gaz isolés (let. i), font partie de la zone de marché indigène (let. h). Celle-ci est délimitée par les points d'interconnexion transfrontaliers et les points d'injection et de soutirage des consommateurs finaux, des producteurs et des gestionnaires d'installations de stockage. L'art. 2, al. 5, prévoit que les réseaux de gaz isolés peuvent être soumis à une réglementation particulière. La zone de marché se caractérise surtout par deux éléments. Premièrement, elle constitue une zone d'équilibrage soumise à des règles uniformes en matière d'équilibrage (art. 26 à 28). Deuxièmement, les utilisateurs du réseau de la zone de marché ont la possibilité, sur la base d'un contrat d'utilisation du réseau, de faire acheminer des quantités de gaz d'un point d'injection à un point de soutirage quelconque sans que l'itinéraire du transport ne soit concrètement fixé et, en principe, sans restriction géographique (variante à deux contrats dans le cadre du modèle « entrée-sortie », art. 17).

Les points d'injection ou de soutirage (let. j et k) définissent les limites de la zone de marché (respectivement les limites des réseaux isolés). Leur utilisation fait l'objet de contrats d'utilisation du réseau (art. 17, al. 1) et donne lieu au versement de la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 18, al. 1).

Les points d'interconnexion transfrontaliers (let. l) du réseau de transport, qui relient la zone de marché suisse aux zones de marché des pays voisins, revêtent une importance particulière. Pour leur utilisation, le responsable de la zone de marché proposera à la vente des produits de capacité (art. 17, al. 2).

Le fait de grouper les utilisateurs du réseau dans un groupe-bilan permet au grand consommateur ainsi constitué d'effectuer des achats groupés pour l'ensemble de la zone de marché (let. n).

La définition du système de mesure communicant (let. o) se distingue de celle du système de mesure intelligent dans le secteur de l'électricité. Cette divergence terminologique entre le domaine du gaz et celui de l'électricité vise à établir une distinction entre un système de mesure intelligent et une installation de mesure qui a pour seule fonctionnalité de permettre la lecture à distance.

Un système de mesure intelligent (let. p) est un système de mesure communicant qui permet une transmission des données bidirectionnelle. Cette fonctionnalité peut s'avérer utile pour la mesure et le pilotage de grands sites de consommation ainsi que pour les installations de production et installations de stockage, et par conséquent pour la stabilité du réseau et l'équilibrage (cf. aussi l'art. 23).

Al. 2 : comme dans la législation sur l'approvisionnement en électricité, les notions peuvent être précisées au niveau de l'ordonnance (p. ex. pour délimiter les niveaux de réseau et faire la distinction entre le réseau de gaz et les conduites de raccordement). D'autres définitions légales peuvent en outre être introduites au niveau de l'ordonnance, par exemple pour des termes qui ne figurent pas du tout, ou pas à maintes reprises, dans la loi mais qui seront davantage utilisés dans l'ordonnance (p. ex. énergie de réglage, services-système).

Chapitre 2 Approvisionnement en gaz

Section 1 Tâches et obligations générales incombant au secteur du gaz

Art. 4 Tâches des gestionnaires de réseau

Dans le domaine du réseau, l'obligation prévue à la *let. a* constitue une condition fondamentale pour l'accomplissement de l'ensemble des tâches. Si la stabilité du réseau est menacée, les gestionnaires de réseau sont astreints à prendre les mesures nécessaires. Ils s'octroient les compétences requises à cet effet notamment dans les contrats de raccordement au réseau et d'utilisation du réseau. Les services-système contribuent en particulier à la stabilité du réseau. Ils relèvent en partie de la compétence du responsable de la zone de marché (acquisition et utilisation de l'énergie de réglage ainsi que gestion des congestions au niveau du réseau de transport). Pour le reste, il incombe aux gestionnaires de réseau de les garantir. Il s'agit notamment de la régulation de la pression et des quantités, de la gestion des congestions survenant sur le réseau de distribution et du contrôle des caractéristiques du gaz (composition et valeur calorifique du gaz, cf. art. 16, al. 2, let. a). La *stabilité du réseau*, qui est au centre des intérêts ici, est à distinguer de la *sécurité* de l'exploitation du réseau au sens de la protection des personnes, des choses ou d'autres droits (cf. art. 4, let. a, LApGaz, et art. 31 LITC).

Let. b et c : les exigences relatives à l'élaboration des plans de développement du réseau sont définies à l'art. 5, celles relatives à l'octroi de l'accès au réseau à l'art. 16.

Art. 5 Plans de développement du réseau

Comme dans la législation sur l'approvisionnement en électricité, les gestionnaires de réseau sont tenus d'effectuer une planification du développement du réseau.

Néanmoins, par rapport au domaine de l'électricité, les prescriptions dans le domaine du gaz sont simples : ainsi, aucun scénario-cadre spécifique au gaz n'est prévu (contrairement à ce que prévoit l'art. 9^a^{er} LApEl). Au lieu de poursuivre l'extension du réseau, notamment du réseau de transport, l'accent est mis sur la transformation de l'infrastructure en vue d'une utilisation accrue de gaz renouvelables ou d'un passage à des systèmes d'approvisionnement énergétiques alternatifs. Cela concerne en particulier le niveau du réseau de distribution.

Les plans de développement du réseau doivent avant tout être axés sur la décarbonation de l'approvisionnement (*al. 1*). Il s'agit également de planifier la désaffectation de réseaux et de prévoir une éventuelle réaffectation des réseaux de gaz traditionnels afin de les rendre aptes à transporter un mélange gazeux contenant de l'hydrogène, voire de l'hydrogène pur (cf. art. 2, al. 4, et art. 22, al. 1). Outre les réseaux d'hydrogène pur, ce sont surtout les réseaux thermiques (chauffage à distance) qui entrent en ligne de compte comme systèmes d'approvisionnement énergétique alternatifs. En ce qui concerne les désaffectations, une planification à long terme s'impose, en concertation avec les collectivités concernées, afin d'éviter des pics tarifaires abrupts.

Al. 2 : les plans de développement du réseau doivent être soumis à l'EnCom. Celle-ci peut ainsi influencer la planification et les coûts liés au développement du réseau. Les principes généraux du droit administratif (notamment l'art. 25, al. 2, de la loi fédérale du 20 décembre 1968 sur la procédure administrative⁴¹) déterminent si les gestionnaires de réseau ont droit à une évaluation de l'imputabilité prévisible des coûts. L'EnCom peut assortir son évaluation de conditions et de charges. À cet égard, il convient de noter que les compétences de l'EnCom en matière de désaffectation de réseaux se limitent pour l'essentiel à un contrôle de l'efficacité de la mise en œuvre et de l'imputation correcte des coûts sur le plan comptable. La désaffectation en tant que telle est une décision d'entreprise prise dans le cadre de la planification énergétique des collectivités publiques concernées. Étant donné que la grande majorité des gestionnaires de réseau de distribution sont aux mains des communes desservies, celles-ci peuvent également influencer le développement du réseau par le biais de leur rôle au sein des organes directeurs des entreprises.

Al. 3 : le Conseil fédéral pourrait préciser, dans les dispositions d'exécution, les exigences relatives au contenu de la planification du réseau, sachant que les exigences peuvent être différentes pour le réseau de transport et le réseau de distribution. Par exemple, il peut prévoir que le scénario-cadre de l'OFEN visé à l'art. 9^a^{er}, al. 1, LApEl doit être pris en compte dans la mesure où il est pertinent pour l'approvisionnement en gaz (p. ex. dans le cadre du couplage des secteurs). L'ordonnance pourrait également aborder plus en détail l'examen de la possibilité de transporter un mélange contenant de l'hydrogène. Il est en outre possible de réglementer les obligations de coordination, notamment vis-à-vis des fournisseurs de systèmes d'approvisionnement énergétique alternatifs (p. ex. réseaux thermiques) et des gestionnaires de réseau de transport étrangers des pays voisins. Dans le cadre de cette obligation de coordination, les gestionnaires de réseau pourraient également être tenus, à l'exemple de l'art. 10.4, al. 3, du Modèle de prescriptions énergétiques des

⁴¹ RS 172.021

cantons, de fournir aux communes les informations dont elles ont besoin pour leur planification énergétique (p. ex. indications sur l'ancienneté de certains tronçons et sur les réinvestissements prévus).

En relation avec l'art. 36, al. 1 le Conseil fédéral pourrait en outre prévoir que les plans de développement du réseau doivent être publiés, comme c'est le cas dans le domaine de l'électricité (cf. art. 9d, al. 4, LApEl). Les secrets professionnels, secrets d'affaires ou secrets de fabrication, ainsi que d'autres intérêts prépondérants qui s'opposent à la publication (p. ex. la sécurité intérieure ou extérieure de la Suisse), doivent être réservés.

Art. 6 Séparation des activités

L'al. 1 interdit à une entreprise d'approvisionnement en gaz de procéder à des financements croisés entre les secteurs d'activité régulés et les secteurs ouverts à la concurrence. Les secteurs régulés comprennent l'exploitation du réseau. S'agissant des systèmes de mesure, l'art. 23, al. 1 et 2, prévoit qu'une distinction doit être faite entre les installations de mesure utilisées le gaz fourni par les gestionnaires de réseau eux-mêmes, d'une part, et ceux utilisés pour le gaz fourni par des tiers, d'autre part, ces derniers étant ouverts à la concurrence. L'exploitation d'installations de stockage utilisées conformément à l'art. 29, al. 1, let. b, fait également partie des activités régulées, d'autant plus que de telles installations doivent être considérées comme faisant partie du réseau auquel elles sont raccordées (art. 29, al. 3). L'interdiction du financement croisé exige, premièrement, que les recettes et les dépenses provenant des secteurs d'activité régulés soient séparées de celles provenant des secteurs ouverts à la concurrence. Il s'agit d'une séparation comptable (*al. 3*). Il est donc interdit d'affecter les dépenses des domaines d'activité concurrentiels aux domaines d'activités régulés ou de transférer les recettes des domaines d'activité régulés vers les domaines d'activité concurrentiels.

L'al. 2 contient une obligation de séparation de l'information. Les obligations de publication concernent notamment celles énoncées aux art. 36 et 37. Il faut relever que la publication d'informations sans discrimination, c'est-à-dire par laquelle les informations sont à la portée de tous les acteurs du marché, ne constitue pas une infraction à l'obligation de traitement confidentiel. Cela peut s'appliquer, par exemple, à des informations mises à disposition pour une recherche scientifique dont les résultats sont publiés. La loi n'impose pas explicitement une séparation au niveau du personnel. Néanmoins, certaines mesures organisationnelles doivent être prises pour garantir la séparation de l'information. Les informations économiques sensibles ne sont pas des données personnelles sensibles (données sensibles) au sens de l'art. 5, let. c, de la loi fédérale du 25 septembre 2020 sur la protection des données (LPD)⁴².

Le respect de l'interdiction du financement croisé visée à *l'al. 1* implique que les gestionnaires de réseau procèdent à une séparation comptable (*al. 3*). En d'autres termes, des comptes annuels et une comptabilité analytique (qui porte sur l'année gazière) sont établis pour chaque réseau de gaz et présentent les secteurs commerciaux régulés séparément aussi bien les uns des autres que des autres secteurs commerciaux

(comptabilité par secteurs). L'exploitation du réseau et les systèmes de mesure doivent être présentés de manière distincte parce que les coûts correspondants doivent être mentionnés séparément dans le cadre de la facturation (art. 7, let. c). En ce qui concerne les systèmes de mesure, une séparation doit être établie entre les coûts des installations de mesure servant principalement pour le gaz fourni le gestionnaire de réseau (cf. le commentaire de l'art. 23, al. 1) et les coûts des installations de mesure pour le gaz fourni par des tiers (art. 23, al. 2). En effet, dans ce deuxième cas de figure, le marché est ouvert à tous les fournisseurs.

L'EnCom contrôle, à l'appui de la séparation comptable, l'absence de financements croisés. C'est pourquoi l'al. 4 prévoit que la comptabilité analytique à établir conformément à l'al. 3 doit lui être soumise chaque année.

Le Conseil fédéral peut fixer des exigences minimales en ce qui concerne l'établissement des comptes et la comptabilité analytique (al. 5).

Art. 7 Facturation

La transparence requise au niveau de la facturation exige que les différents éléments de coûts soient présentés séparément. En ce qui concerne les coûts énergétiques (let. a), les coûts liés au stockage du gaz découlant de l'art. 10 doivent être indiqués séparément (art. 11). Les coûts de mesure (let. c) comprennent les coûts occasionnés par l'exploitation de stations de mesure et les prestations de mesure. Les coûts des mesures à des fins d'exploitation font partie des coûts de réseau (cf. commentaire de l'art. 20, al. 1, let. b). Parmi les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques (let. d) figure notamment la taxe sur le CO₂. Dans les dispositions d'exécution, le Conseil fédéral pourra en outre prévoir que les consommateurs finaux approvisionnés par des tiers ont le droit de recevoir de leur fournisseur une facture unique pour tous les éléments de coûts. Pour ce faire, le gestionnaire de réseau devrait transmettre au fournisseur les données nécessaires (cf. art. 25, al. 1).

Art. 8 Principes de transparence, de causalité et de non-discrimination

L'obligation générale d'observer les principes de transparence, de causalité et de non-discrimination est du ressort du responsable de la zone de marché et des gestionnaires de réseau dans l'exécution des tâches qui leur incombent en vertu de la loi. Les activités se déroulant sur le marché libre ne sont pas concernées.

En matière de facturation, l'obligation de transparence est précisée à l'article 7 (cf. art. 7). Dans les dispositions d'exécution, le Conseil fédéral pourra en outre prévoir que les consommateurs finaux approvisionnés par des tiers ont le droit de recevoir de leur fournisseur une facture unique pour tous les éléments de coûts. Pour ce faire, le gestionnaire de réseau devrait transmettre au fournisseur les informations nécessaires (cf. art. 25, al. 1).

Section 2 Libre choix du fournisseur

Art. 9

Al. 1 : sous réserve de l'al. 16, al. 3, tous les consommateurs finaux, quelle que soit leur consommation annuelle, ont le droit de choisir librement leur fournisseur.

Lorsqu'un consommateur final souhaite être approvisionné par un fournisseur tiers, il doit conclure un contrat de fourniture auprès de ce dernier.

En vertu de l'art. 16, al. 1, les gestionnaires de réseau doivent garantir aux utilisateurs un accès non discriminatoire au réseau. Conformément à l'art. 16, al. 4, un gestionnaire de réseau peut toutefois refuser provisoirement l'accès à son réseau à un fournisseur tiers aussi longtemps que le site de consommation du consommateur final concerné n'est pas équipé d'un système de mesure communicant. Ce refus ne peut être maintenu que pour la durée strictement nécessaire à l'installation d'un tel système de mesure.

Dans ce cas de figure, le refus se justifie par un intérêt public prépondérant, à savoir la nécessité pour le responsable de la zone de marché de garantir la gestion efficace de l'équilibrage. À cette fin, chaque responsable de groupe-bilan est chargé de veiller à ce que le bilan énergétique de son groupe-bilan soit aussi équilibré que possible à la fin de chaque journée gazière (cf. remarques au chap. 3.1.3). Pour y parvenir, il est essentiel que les gestionnaires de réseau de distribution puissent prévoir avec précision la consommation des clients raccordés à leur réseau. Cela n'est possible que si des systèmes de mesure communicants sont utilisés, car ceux-ci permettent une estimation fine de la consommation, sans devoir recourir à des courbes de charge standard. En effet, les gestionnaires de réseau de distribution peuvent déduire la consommation des consommateurs fournis par des fournisseurs tiers de la consommation totale qu'ils enregistrent.

En outre, aujourd'hui déjà, conformément à l'accord interassociatif⁴³ et à l'accord approuvé par la COMCO en 2020⁴⁴ concernant l'accès au réseau en Suisse centrale, l'installation d'un système de mesure communicant est obligatoire en cas de changement de fournisseur. Cette exigence s'inscrit donc dans la continuité de la pratique actuelle.

Le déploiement de systèmes de mesure communicants pour tous les clients raccordés au réseau d'un gestionnaire de réseau est laissé à l'appréciation de ce dernier. L'art. 23, al. 4 du projet de loi mentionne toutefois que le Conseil fédéral peut prévoir un déploiement pour les plus gros consommateurs. La conclusion d'un contrat de fourniture avec un fournisseur tiers va donc directement de pair avec l'installation d'un système de mesure communicant (art. 3, al. 1, let. o) sur le site de consommation concerné du consommateur final et la saisie des données de mesure.

43 [Verbaendevereinbarung.pdf](#)

44 Décision de la Commission de la concurrence du 25 mai 2020, « Netzzugang EGZ und ewl », consultable sous www.weko.admin.ch > Jurisprudence > Droit et politique de la concurrence en pratique (DPC) > 2020 > DPC 2020/4b, p. 1863 à 1894 (en allemand).

En optant pour un fournisseur tiers, le consommateur final se retrouve sur le marché libre pour ce qui est des prestations de mesure. On se référera à ce sujet au commentaire de l'art. 23.

Les implications concrètes pour l'utilisateur final qui souhaite faire appel à un fournisseur tiers sont les suivantes :

1. Conformément à l'art. 23, al. 2, il doit charger un gestionnaire d'installations de mesure de son choix d'équiper le site de consommation concerné d'un système de mesure communicant et d'effectuer la mesure.
2. Il doit conclure un contrat de fourniture avec un fournisseur tiers, auquel le gestionnaire de réseau ne peut pas refuser l'accès au réseau dès lors que le système de mesure communicant est installé (cf. le commentaire de l'art. 16, al. 3).

La liberté contractuelle s'applique pleinement à toutes les clauses dans les contrats de fourniture de gaz (prix, conditions de résiliation et préavis, notamment).

Lorsqu'un consommateur final sur un site de consommation est approvisionné par le gestionnaire de réseau, la fourniture continue en principe aux mêmes conditions que celle du contrat déjà en vigueur. La LApGaz ne prévoit pas d'obligation de fourniture et ne contient pas de prescriptions tarifaires. Étant donné que tous les consommateurs ont le droit au libre choix du fournisseur, tous les consommateurs finaux sont traités comme des participants au marché libre.

Al. 2 : la procédure de changement de fournisseur sera réglée par voie d'ordonnance. Il semble judicieux que le responsable de la zone de marché assure la coordination requise. Selon les dispositions du droit de l'UE, un changement de fournisseur doit en principe être possible, tout en respectant les conditions contractuelles, dans un délai le plus court possible. À partir du 1^{er} janvier 2026, la procédure technique devra être effectuée en 24 heures au plus, et devra pouvoir être réalisée n'importe quel jour ouvrable (cf. art. 12, par. 1, de la directive (UE) 2024/1788).

Section 3 Sécurité de l'approvisionnement

Art. 10 Obligation de stocker du gaz

Assurer un approvisionnement fiable en gaz est en premier lieu une tâche du secteur du gaz. L'obligation incombe au responsable de la zone de marché, mais aussi aux gestionnaires de réseau, aux importateurs, aux négociants en gaz, aux gestionnaires d'installations de stockage et aux fournisseurs notamment. Tous ces acteurs doivent prendre les dispositions adéquates et nécessaires pour assurer un approvisionnement en gaz fiable (art. 6, al. 2, L'Ene), par exemple le responsable de la zone de marché pour ce qui est de la conception de la gestion de l'équilibrage (art. 26 à 28). Les mesures de l'approvisionnement économique du pays peuvent être ordonnées en cas de pénurie grave imminente à laquelle les milieux économiques ne peuvent pas faire face par leurs propres moyens. Le présent projet de loi prévoit également des mesures structurelles pour éviter qu'une pénurie grave survienne dans l'approvisionnement en gaz (et pour appliquer les dispositions de la LAP). L'obligation de stocker du gaz est un élément important de telles mesures. Il est important de signaler que ces mesures

ne seront pas appliquées d'office et que le régulateur peut définir à zéro les quantités à stocker. Son évaluation se fondera notamment sur les mesures prises au sein de l'UE. Cette disposition remplacera l'ordonnance sur la garantie des capacités de livraison en cas de pénurie grave de gaz naturel⁴⁵. Comme cela est le cas dans le domaine de l'électricité, le recours aux installations de stockage et les mesures relevant de l'approvisionnement économique du pays doivent être coordonnés.

Al. 1 : l'obligation de stocker des quantités déterminées de gaz sert la sécurité d'approvisionnement pendant le semestre d'hiver. L'obligation concerne les entreprises qui mettent en circulation en Suisse du gaz naturel (selon le numéro de tarif douanier correspondant, à savoir 2711.2190), que ce soit dans la zone de marché ou dans les zones de desserte isolées (surtout au Tessin). Étant donné qu'il n'existe pas de grandes installations de stockage en Suisse, les entreprises devront remplir leur obligation d'entreposage à l'étranger. Elles peuvent déléguer cette tâche à des tiers. Il ne s'agit donc pas d'une obligation qui leur incomberait à titre personnel. Cela peut être particulièrement important pour les petites entreprises, lesquelles, en raison d'économies d'échelle moindres, sont comparativement plus affectées par l'obligation de stockage que les grandes. Il est également possible de constituer des coopérations d'achat en veillant au respect de la législation sur les cartels.

Al. 2 : les quantités de gaz à stocker sont fixées chaque année par l'EnCom (1^{re} phrase), de façon analogue aux valeurs-clés qu'elle fixe pour la réserve d'électricité (cf. art. 8b, al. 3, LApEl). L'OFEN doit être consulté au préalable. Il dispose donc d'un droit de regard. Il est également possible de consulter l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) dans ce cadre. La 2^e phrase prévoit que l'obligation s'applique à chaque entreprise de la même manière, sous la forme d'un pourcentage des quantités mises en circulation. Les quantités destinées au stockage se réfèrent à des échéances spécifiques. Il y aura donc une période de constitution du stock et une période de liquidation de celui-ci. Il convient de souligner que les quantités destinées au stockage peuvent en principe être gérées librement, pour autant qu'elles ne passent pas en dessous du seuil minimal défini. Il ne s'agit donc pas d'une réserve stratégique à proprement parler. Si le stockage de gaz n'apparaît pas nécessaire pour assurer l'approvisionnement, l'EnCom peut renoncer à le constituer, sous réserve de la valeur minimale fixée par le Conseil fédéral conformément à l'al. 4. Dans ce cas également, l'OFEN devra être consulté. L'al. 3 habilite le Conseil fédéral à définir, par voie d'ordonnance, des valeurs minimales et des valeurs maximales, pour différentes échéances. Celles-ci ont valeur contraignante pour l'EnCom. Il aurait également la possibilité de fixer lui-même les quantités déterminantes pour le stockage, sans que l'EnCom ait à se prononcer. Pour permettre une adaptation rapide de telles directives, les dispositions d'exécution pourraient prévoir que le DETEC publie les chiffres déterminants pour chaque semestre d'hiver, suffisamment à l'avance, dans la Feuille fédérale.

L'al. 4, let. a, constitue la base légale pour édicter des exigences minimales quant à la réalisation effective du stockage. Outre le lieu de stockage — des installations de

stockage dans les pays voisins entrent notamment en ligne de compte —, les dispositions contractuelles régissant l'accès à ces installations sont déterminantes. Le Conseil fédéral peut ainsi assurer que les entreprises tenues de stocker du gaz ne bénéficient pas d'un avantage par rapport à la concurrence simplement en se procurant un accès non prioritaire au gaz stocké, et donc à des coûts inférieurs. Dans le cadre des dispositions légales, chaque entreprise gère en principe elle-même ses quantités destinées au stockage. La *let. b* a trait à l'obligation de surveillance de l'EnCom.

Art. 11 Coûts supplémentaires pour le stockage

Pour refinancer les coûts supplémentaires liés au stockage des quantités de gaz fixées, les entreprises peuvent inclure leurs dépenses dans leurs prix de l'énergie (*al. 1*). À part l'obligation de transparence (*1^{re} phrase*) et sous réserve du droit des cartels, il n'existe pas de réglementation détaillée à ce sujet. L'obligation de transparence vaut pour l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, d'autant plus qu'avant de parvenir aux consommateurs finaux, les quantités de gaz sont la plupart du temps revendues par les importateurs à d'autres entreprises du secteur du gaz. La *2^e phrase* garantit l'égalité de traitement de tous les consommateurs finaux.

L'*al. 2* prévoit que le Conseil fédéral peut édicter des prescriptions sur le calcul des coûts supplémentaires.

Art. 12 Quantités inférieures aux seuils définis

L'*al. 1* prévoit qu'une entreprise ne peut déroger au seuil de stockage que si elle n'est pas, ou plus, en mesure de remplir ses obligations de fourniture contractuelles en raison d'un événement à caractère exceptionnel (*let. a*) ou dans le cas de figure où des entreprises se soutiennent mutuellement afin d'assurer l'approvisionnement (*let. b*). On entend par *événement à caractère exceptionnel* un événement sortant de l'ordinaire (p. ex. vagues de froid, congestions du réseau, faillites). La disposition à la *let. b* concerne les cas où les entreprises tenues de stocker du gaz sont touchées de manière inégale par une crise de l'approvisionnement. En prévision de tels cas de figure, le Conseil fédéral doit prévoir expressément que les entreprises peuvent s'entraider.

Une dérogation aux seuils définis requiert l'accord préalable de l'EnCom (*al. 2*). Si des ruptures d'approvisionnement se dessinent, l'EnCom peut faire connaître proactivement cette possibilité par le biais de communications.

Art. 13 Autres mesures pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Al. 1 : les quantités destinées au stockage visées à l'art. 10 figurent au premier plan des mesures destinées à parer aux situations d'approvisionnement critiques. Si la sécurité d'approvisionnement le requiert, l'EnCom peut – en concertation avec l'OFEN et l'OFAE – contraindre par une décision les entreprises tenues de stocker du gaz à acquérir également des options permettant l'achat de certaines quantités de gaz et de capacités de transport transfrontalières. Tout comme l'art. 12, cette mesure ne s'applique que si le régulateur la juge nécessaire. Il est possible qu'aucune obligation supplémentaire ne soit ordonnée.

Al. 2 : les obligations de transparence et d'égalité de traitement entre les consommateurs finaux visées à l'art. 11, al. 1, s'appliquent par analogie à la couverture des coûts.

L'al. 3 prévoit que le Conseil fédéral peut édicter des prescriptions sur le calcul des coûts supplémentaires.

Art. 14 Observation de la situation en matière d'approvisionnement

L'observation de la situation à moyen et long terme en matière d'approvisionnement incombe en premier lieu à l'EnCom (*al. 1*), étant entendu que l'Approvisionnement économique du pays, conformément à son mandat légal, se concentre sur l'observation de la situation à court terme. Parallèlement, l'OFEN et l'OFAE suivent également cette situation en permanence. Leurs compétences se recoupant partiellement, ces services fédéraux se coordonnent entre eux.

Al. 2 : Le Conseil fédéral peut confier d'autres tâches au responsable de la zone de marché.

Al. 2 et 3 : Conformément aux tâches qui lui sont assignées à l'art. 33, le responsable de la zone de marché joue un rôle important dans le maintien de l'approvisionnement. Il peut exploiter un système de suivi qui lui est propre pour les accomplir. Celui-ci doit être distingué du système de suivi déjà existant de l'Approvisionnement économique du pays, qui couvre ses besoins spécifiques, ainsi que du dashboard de l'énergie. Celui-ci est exploité sur mandat de l'OFEN, va au-delà du domaine du gaz et sert en premier lieu à informer le public.

Les informations collectées par le responsable de la zone de marché seront mises à disposition de l'OFEN, de l'EnCom et de l'OFAE. Cela permet notamment d'éviter la double saisie des données.

Art. 15 Protection contre les cybermenaces

Une étude réalisée à la demande de l'OFEN ayant montré que la cybersécurité dans l'approvisionnement en électricité n'avait pas reçu jusqu'à présent l'attention due, le nouvel art. 8a LApEl offre désormais une meilleure protection contre les cybermenaces. Des risques comparables existent dans le domaine de l'approvisionnement en gaz. La lacune identifiée en matière de sécurité est pour le moment comblée conformément à la LITC dans le nouvel art. 39a inscrit à l'ordonnance du 4 juin 2021 sur la sécurité des installations de transport par conduites (OSITC)⁴⁶ entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2025. Par conséquent, il existe provisoirement deux régimes de réglementation différents, l'un sous la surveillance de l'ElCom, l'autre sous la surveillance de l'OFEN. Avec la LApGaz, les exigences en matière de cybersécurité sont désormais uniformisées pour les deux secteurs énergétiques. Le contenu normatif de l'art. 15 est donc presque identique à celui de l'art. 8a LApEl. Désormais, l'EnCom sera responsable de la surveillance de l'un comme de l'autre. Au niveau de l'ordonnance, l'art. 39a OSITC devra donc être abrogé.

⁴⁶ RS 746.12

Les mesures mentionnées à l'al. 1 visent à prévenir les cyberincidents et à y remédier le plus rapidement possible. À la différence de l'art. 8a LAPeL, la disposition s'adresse uniquement aux gestionnaires de réseau. Étant donné que les installations de biogaz existantes ainsi que les réservoirs sphériques ou en conduites sont relativement petits, ils n'apparaissent pas comme des infrastructures particulièrement critiques du point de vue de la sécurité d'approvisionnement. Si des installations de production ou de stockage de plus grande taille devaient voir le jour en Suisse, le Conseil fédéral pourrait toutefois étendre l'obligation à leurs gestionnaires en vertu de l'al. 2. Dans les dispositions d'exécution, le Conseil fédéral pourra réglementer non seulement l'audit (obligations de documentation à l'intention de l'EnCom), mais aussi le niveau de protection exigé. Conformément au principe de subsidiarité (art. 42, al. 3), il tiendra compte des directives pertinentes propres à la branche, qu'il peut également déclarer contraignantes. En ce qui concerne le niveau de protection requis, il pourra également procéder à des différenciations (p. ex. entre les différents niveaux de réseau) en fonction de l'importance pour la sécurité d'approvisionnement.

Chapitre 3 Utilisation du réseau

Section 1 Accès au réseau et modèle d'utilisation du réseau

Art. 16 Accès au réseau

Al. 1 : pour que la concurrence fonctionne effectivement dans le domaine de l'énergie, tous les utilisateurs du réseau ont le droit d'accéder au réseau, autrement dit le droit d'injecter, de soutirer ou d'acheminer du gaz (art. 3, al. 1, let. e). La mise en œuvre de l'accès au réseau se concrétise via les contrats d'injection et de soutirage (art. 17, al. 1). Les gestionnaires de réseau sont tenus de proposer ce type de contrats aux utilisateurs du réseau en vertu d'une obligation de contracter.

Al. 2 : l'accès au réseau donne le droit d'injecter ou de soutirer du gaz aux points d'injection ou de soutirage définis, et d'acheminer du gaz dans toute la zone de marché. Le transport du gaz incombe au gestionnaire de réseau : l'utilisateur du réseau ne doit pas indiquer d'itinéraire de transport spécifique entre le point d'injection et le point de soutirage (*let. b*). Les réseaux de gaz isolés (art. 3, al. 1, let. i) constituent une exception. En effet, en l'absence d'un rattachement suffisant à la zone de marché, le droit à l'acheminement du gaz ne peut exister qu'à l'intérieur de la zone isolée (cf. aussi l'art. 2, al. 5).

L'al. 3 prévoit un certain nombre de restrictions : en cas de non-respect des exigences relatives aux caractéristiques chimico-physiques du gaz — il ne s'agit pas en l'occurrence de la qualité écologique —, l'accès au réseau doit être (provisoirement) refusé par les gestionnaires de réseau (*let. a*). En définissant ces exigences, les gestionnaires de réseau peuvent s'aligner sur les standards de la branche (notamment sur les règles techniques de l'Association pour l'eau, le gaz et la chaleur (SVGW) et sur les dispositions du droit de l'UE. L'accès au réseau doit également être refusé lorsqu'il mettrait en péril le bon fonctionnement du réseau (*let. b*). La restriction inscrite à la let. c a trait aux congestions et aux ruptures d'approvisionnement qui en découlent.

Al. 4 : l'accès au réseau peut être refusé à un consommateur final aussi longtemps que son site n'est pas équipé d'un système de mesure communicant.

Cet alinéa étant étroitement lié à l'art. 9, al. 2, on se référera au commentaire correspondant.

Art. 17 Modèle d'utilisation du réseau

Cette disposition introduit le modèle « entrée-sortie » pour la zone de marché suisse, dans sa variante à deux contrats. Cette dernière prévoit que l'utilisateur du réseau (art. 3, al. 1, let. c) ne doit conclure que deux contrats d'utilisation du réseau pour faire acheminer des quantités de gaz à partir d'un quelconque point d'injection jusqu'au consommateur final (respectivement jusqu'au point de soutirage correspondant). Les contrats d'injection et de soutirage peuvent être conclus indépendamment l'un de l'autre. Quiconque entend importer du gaz dans la zone de marché suisse sans procéder lui-même à la fourniture aux consommateurs finaux, ne doit conclure à cet effet qu'un contrat d'injection. Inversement, le fournisseur qui ne souhaite pas s'occuper lui-même de l'achat du gaz peut ne conclure que des contrats de soutirage. Quant au transit (direct) de gaz, il implique nécessairement un contrat d'injection et un contrat de soutirage. Si un gestionnaire de réseau utilise le réseau qu'il exploite pour fournir des clients finaux, cette utilisation doit remplir les mêmes conditions que celles proposées au fournisseur tiers via un contrat d'utilisation du réseau.

L'al. 1 prévoit l'obligation pour les gestionnaires de réseau de proposer des contrats d'utilisation du réseau aux utilisateurs du réseau ; il jette ainsi les bases pour la concrétisation de l'accès au réseau (cf. art. 16, al. 1 et 2).

Al. 2 : les capacités aux points d'interconnexion transfrontaliers (art. 3, al. 1, let. l) sont d'une importance cruciale pour le transit du gaz et l'approvisionnement de la Suisse. Pour accroître l'efficacité des processus, la conclusion des contrats d'utilisation du réseau passe par l'acquisition de produits de capacité. Le responsable de la zone de marché opère comme un intermédiaire entre les parties et la procédure est semblable à une transaction en bourse. Une fois qu'il a acquis un produit de capacité, l'utilisateur du réseau a le droit, pendant la durée de validité du produit et à concurrence de la capacité achetée, d'injecter ou de soutirer du gaz au point d'interconnexion transfrontalier concerné et il peut acheminer les quantités de gaz correspondantes sans restriction dans toute la zone de marché (art. 16, al. 2, let. b).

Al. 3 : en vertu de la *let. a*, le Conseil fédéral pourrait notamment demander aux gestionnaires de réseau d'élaborer un standard commun et uniforme pour l'ensemble de la zone de marché. Dans le cadre de la consultation préalable des milieux intéressés, l'EnCom en particulier pourrait, dès le début, influencer la démarche.

La *let. b* dispose que le Conseil fédéral fixe des exigences applicables à la conception des produits de capacité. Ce faisant, il peut tenir compte du droit de l'UE⁴⁷. Les produits de capacité se distinguent notamment par leur durée (produits annuels, trimestriels, mensuels, hebdomadaires ou journaliers). En principe, il s'agira de capacités attribuables de manière illimitée permettant d'acheminer les quantités de

⁴⁷ Cf. règlement (UE) 2017/459.

gaz correspondantes sans restriction dans l'ensemble de la zone de marché (art. 16, al. 2, let. b). Pour différents motifs, il peut toutefois s'avérer nécessaire de disposer de produits de capacité qui n'habilitent au transport de gaz que dans certaines parties de la zone de marché (produits de capacité attribuables à titre restreint). L'objectif peut être, premièrement, de maintenir la stabilité du réseau sur le plan régional. Deuxièmement, des capacités suffisantes doivent être disponibles en tout temps pour l'approvisionnement du pays. Troisièmement, il sera probablement nécessaire, au début, de continuer à réserver le gazoduc de transit à tout le moins partiellement au transit. Une telle réservation est réalisable grâce à des produits de capacité limitant le transport de gaz à l'acheminement « de frontière à frontière ». Sous réserve des dispositions qui seront édictées par le Conseil fédéral au sujet de ces produits de capacité attribuables à titre restreint, le responsable de la zone de marché dispose d'une certaine marge de manœuvre dans la conception des produits de capacité. Il est envisageable qu'il regroupe plusieurs points d'interconnexion transfrontaliers et qu'il les propose sous la forme de produits de capacité communs, ou que les produits « entrée » et « sortie » nécessaires au franchissement de la frontière soient commercialisés en commun, d'entente avec les services compétents de la zone de marché étrangère adjacente. Sur la base de la *let. b*, le Conseil fédéral réglera aussi la procédure de mise aux enchères et de négoce ultérieur (marché secondaire) des produits de capacité. Il est prévu que le responsable de la zone de marché doive mettre une plateforme de réservation à disposition.

Section 2 Rémunération pour l'utilisation du réseau, tarifs d'utilisation du réseau et coûts de réseau imputables

Art. 18 Rémunération pour l'utilisation du réseau

Al. 1 : contrairement à ce qui prévaut dans la législation sur l'approvisionnement en électricité (art. 14, al. 2, LApEl), un pur principe de soutirage ne s'applique pas dans le domaine du gaz. La rémunération pour l'utilisation du réseau est prélevée aussi bien sur l'injection que sur le soutirage (cf. l'art. 3, al. 1, let. j et k, pour les définitions du point d'injection et du point de soutirage).

Al. 2 : dans le cadre de la variante à deux contrats, la rémunération pour l'utilisation du réseau aux points d'interconnexion entre le réseau de transport et le réseau de distribution ne doit pas être versée par les utilisateurs du réseau, mais par les gestionnaires de réseau de distribution. Ceux-ci peuvent inclure cette rémunération dans le calcul de leurs tarifs d'utilisation du réseau en tant que coûts de réseau imputables.

Les *al. 3 et 4* décrivent le rapport entre les tarifs d'utilisation du réseau et la rémunération pour l'utilisation du réseau. Au niveau du réseau de transport, c'est le responsable de la zone de marché qui assure le recouvrement de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Au niveau du réseau de distribution, chaque gestionnaire de réseau se charge lui-même de la perception de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Le responsable de la zone de marché couvre d'abord ses propres coûts avec la rémunération perçue (art. 32, al. 2). Il règle ensuite les montants dus à d'autres acteurs

(notamment art. 29, al. 3, let. c). Enfin, il verse les recettes restantes aux gestionnaires de réseau de transport, en fonction de leurs coûts de réseau imputables (art. 32, al. 3).

Art. 19 Tarifs d'utilisation du réseau

Al. 1 : les gestionnaires de réseau de distribution fixent eux-mêmes les tarifs d'utilisation de leurs réseaux. Les tarifs d'utilisation du réseau sont, dans une certaine mesure, une composante des contrats d'utilisation du réseau (art. 17, al. 1).

Al. 2 : la responsabilité tarifaire au niveau du réseau de transport revient au responsable de la zone de marché (cf. aussi l'art. 33, al. 1, let. b). L'énumération présente les différents tarifs que le responsable de la zone de marché doit fixer. Les prix minimaux pour l'offre des produits de capacité revêtent une importance particulière (*let. a*). Sur le modèle du droit de l'UE⁴⁸, le responsable de la zone de marché commencera par fixer le prix du produit de capacité standard. Ce produit est librement attribuable ; il donne le droit à l'acheminement du gaz dans toute la zone de marché et a une durée de validité d'un an. Partant du prix du produit standard et se fondant sur des principes économiques, le responsable de la zone de marché fixe ensuite les prix minimaux des autres produits de capacité. La rémunération pour l'utilisation du réseau aux points d'interconnexion transfrontaliers ne découle pas directement des tarifs, car ceux-ci déterminent uniquement le prix initial de la mise aux enchères des produits de capacité. Si une mise aux enchères survient, la prime d'enchères doit être calculée en sus.

Pour bien coordonner les différentes composantes tarifaires, l'ordonnance pourrait obliger le responsable de la zone de marché à définir une méthodologie, qu'il mettrait en consultation auprès de l'EnCom et des cercles intéressés. Si la méthode ne concorde pas avec les dispositions légales, l'EnCom pourra intervenir pour apporter des corrections (art. 34, al. 3, let. b et c).

Selon l'*al. 3*, les tarifs doivent avant tout être conformes au principe de causalité. Les tarifs doivent par ailleurs être fixés de manière que la rémunération pour l'utilisation du réseau perçue pendant la période tarifaire corresponde autant que possible aux coûts imputables du réseau concerné. Il s'agit d'une tâche extrêmement exigeante, en particulier pour le responsable de la zone de marché, car ce dernier doit fixer un grand nombre de tarifs différents qui doivent être harmonisés entre eux. Pour la mise en œuvre de cette disposition, les gestionnaires de réseau de transport doivent lui transmettre en temps utile les valeurs actuelles et les valeurs prévisionnelles de leurs coûts de réseau (art. 25, al. 1). Les redevances et prestations fournies à des collectivités publiques imputables au domaine du réseau (p. ex. les taxes d'utilisation du domaine public) sont à traiter à part. Elles doivent être prises en compte dans la fixation des tarifs, tout en étant présentées de façon transparente sur la facture, d'autant que de telles taxes ne font pas l'objet d'un contrôle par l'EnCom (cf. art. 34, al. 3, let. b).

⁴⁸ Cf. Règlement (UE) 2017/460 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport du gaz, JO L 72 du 17.3.2017, p. 29.

Le Conseil fédéral peut fixer d'autres prescriptions tarifaires par voie d'ordonnance, sur la base de l'*al. 4* :

- Le premier élément à définir est la période tarifaire. Il est prévu que les tarifs soient fixés sur une base annuelle. Contrairement à ce qui se fait dans le domaine de l'électricité, il pourrait être judicieux de faire coïncider l'année tarifaire avec l'année gazière, et non avec l'année civile. L'année gazière commence toujours début octobre.
- L'interdiction de la double imputation des coûts doit en outre être appliquée (cf. aussi l'art. 14, al. 3^{bis}, LApEl) : dans la comptabilité analytique, les coûts facturés individuellement (p. ex. pour le raccordement au réseau) ne doivent pas être pris en compte dans le total des coûts imputables, qui est inclus dans les tarifs, et ils doivent être traités séparément. Il s'agit de coûts directement à la charge d'un acteur déterminé et qui sont facturés individuellement sur une base contractuelle. De tels coûts ne doivent pas être inclus dans les tarifs d'utilisation du réseau.
- Au niveau du réseau de distribution, le principe du timbre-poste prévaut (les tarifs s'appliquent indépendamment de la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement). Il est par ailleurs concevable que le Conseil fédéral fixe une composante de travail minimale. Sous réserve de telles dispositions et du respect du principe de causalité, les gestionnaires de réseau de distribution jouissent d'une marge de manœuvre considérable dans la pondération des composantes tarifaires (composante de travail, composante de puissance et tarif de base).
- Au niveau du réseau de transport, il est prévu que les tarifs pour le soutirage par un consommateur final et pour l'utilisation des points d'interconnexion avec le réseau de distribution soient fixés de manière uniforme à l'échelle de la Suisse. Des prescriptions tarifaires particulières seront vraisemblablement nécessaires pour le gazoduc de transit : de manière générale, il faudrait que les coûts du transit et de l'approvisionnement du pays soient couverts par les recettes tarifaires correspondantes. L'imputation des coûts au transit et à l'approvisionnement dans le pays se fera à l'aide d'une clé de répartition conforme au principe de causalité (répartition du coût des actifs ou *asset-cost split*). Cette clé sera déterminée pour trois à cinq ans dans le cadre de la définition des principes méthodologiques susmentionnés. Pour contribuer à une exploitation du gazoduc de transit qui soit compétitive sur le plan international, le responsable de la zone de marché est autorisé à déroger du moins temporairement à ce mode de répartition.

La norme de délégation à l'*al. 4, 2^e phrase*, s'inspire du traitement des différences de couverture dans la législation sur l'approvisionnement en électricité (art. 15, al. 3^{bis}, LApEl dans sa version entrant en vigueur début 2026). Par conséquent, les dispositions d'exécution devraient également être similaires (art. 18a OApEl). Il existe une différence au niveau du réseau de transport, à savoir que, pour les différences de couverture, chaque gestionnaire de réseau de transport gère son propre compte.

Art. 20 Coûts de réseau imputables

Al. 1 : l'imputabilité des coûts de réseau se détermine en fonction de ce qui est nécessaire à l'exploitation d'un réseau sûr, performant et efficace. Les tâches que les gestionnaires de réseau doivent accomplir en vertu de la loi sont déterminantes (art. 4), y compris celles qui leur incombent en vertu de la LITC. Les coûts pour les systèmes de mesure exploités par le gestionnaire de réseau et visés à l'art. 23, al. 1, sont imputables, sauf si l'art. 23, al. 2, est applicable (*let. b*). Les coûts de réseau imputables doivent être présentés de manière transparente, par poste de coûts, dans le cadre de la comptabilité analytique (art. 6, al. 3). En ce qui concerne les désaffectations anticipées ou le démantèlement des installations du réseau conformément aux plans de développement du réseau, l'imputabilité de principe des coûts correspondants est expressément précisée à la *let. c*. Le Conseil fédéral pourra édicter des dispositions d'exécution concernant le calcul des coûts de désaffectation et de démantèlement (*al. 4, let. c*).

En principe, les tarifs d'utilisation du réseau et les coûts de réseau imputables sur lesquels ils reposent ne sont pas soumis à un processus d'approbation préalable par le régulateur (cf. art. 34, al. 2). Toutefois, dans le cadre des plans de développement du réseau notamment, il est possible que l'EnCom se prononce déjà *ex ante*, de manière prospective, sur le principe de l'imputabilité de certains coûts (p. ex. sur l'adaptation de la durée d'amortissement en fonction de la durée d'utilisation restante d'installations du réseau concernées par une désaffectation anticipée ; cf. aussi le commentaire relatif à l'art. 5).

Al. 2 : les coûts d'exploitation imputables comprennent notamment les coûts d'entretien des réseaux, les coûts des services-système destinés à assurer la stabilité du réseau, ainsi que les coûts liés à la garantie de la qualité du gaz requise sur le plan technique. Peuvent également être prises en compte les rétributions versées aux clients détenant des installations bicom bustibles dans le cadre des services-système. Pour des raisons d'efficacité, l'imputabilité est admise dès lors que la rétribution est économiquement plus judicieuse que les autres options qui se présentent (extension du réseau ou recours à d'autres mesures de flexibilité).

Al. 3 : les modalités concernant les coûts de capital imputables seront précisées dans les dispositions d'exécution (*al. 4, let. b*). En ce qui concerne les principes servant au calcul des amortissements comptables des installations, il conviendra de tenir compte du fait que la transformation des réseaux de gaz et de l'approvisionnement énergétique peut entraîner des désaffectations anticipées d'installations du réseau et les amortissements extraordinaires correspondants. Pour déterminer la composante appropriée du bénéfice, il est possible de définir les intérêts calculés, selon le modèle prévu dans la législation sur l'approvisionnement en électricité, en appliquant le taux moyen du capital à calculer chaque année (CMPC, coût moyen pondéré du capital investi, ou WACC pour *Weighted Average Cost of Capital*). La 3^e phrase établit le principe de calcul sur la base des coûts d'achat et de construction, par analogie avec la législation sur l'approvisionnement en électricité. Lors de l'introduction des nouvelles dispositions, des exceptions sont possibles (cf. art. 44). Il est envisagé d'obliger les gestionnaires de réseau, au niveau de l'ordonnance, à tenir un registre réglementaire des installations.

En vertu de l'*al. 4, let. a*, le Conseil fédéral édictera des dispositions d'exécution concernant la répercussion des coûts et l'allocation préalable des coûts au niveau de réseau concerné. Une répercussion des coûts a lieu en particulier entre les deux niveaux du réseau de distribution (transport local et distribution locale). Les coûts répercutés par les niveaux de réseau supérieurs comprennent également la rémunération que le gestionnaire de réseau de distribution doit verser pour utiliser les points d'interconnexion entre le réseau de transport et le réseau de distribution (art. 18, al. 2).

Art. 21 Mesures ordonnées pour garantir l'approvisionnement en gaz

La disposition figurant à l'art. 8a LEnE est purement et simplement déplacée dans le présent projet de loi, sans autre modification de son contenu.

Art. 22 Coûts de capital imputables pour le transport d'hydrogène

Les conduites de gaz traditionnelles ne sont adaptées au transport d'hydrogène qu'à certaines conditions. Les investissements à consentir pour que ce soit le cas ne sont en principe pas considérés comme des coûts de réseau imputables. De fait, ils sont en règle générale considérables (modification de la pression de service, etc.). Une autre source de financement est donc nécessaire. Une imputation des coûts par le biais de la rémunération pour l'utilisation du réseau ne serait pas acceptable, notamment pour les ménages, car la plupart ne profiteront pas de la future conduite d'hydrogène. Selon l'*al. 1*, de tels coûts sont exceptionnellement imputables en tant que coûts de réseau s'ils sont peu conséquents (p. ex. investissement dans une installation automatisée de détection des fuites). Le Conseil fédéral se chargera de fixer la limite du caractère insignifiant (*al. 3*).

Les investissements relatifs aux installations transportant de l'hydrogène pur ne sont en principe pas imputables en tant que coûts de réseau, sous réserve de ceux relatifs aux installations transportant de l'hydrogène pur dans le seul but de rallier d'autres installations qui, elles, transportent un mélange gazeux de méthane et d'hydrogène. Cela concerne en particulier les conduites qui transportent de l'hydrogène pur directement depuis des installations de production ou de stockage vers des conduites de gaz.

Ce cas de figure concerne toutefois exclusivement les mélanges gazeux contenant de l'hydrogène. Si une installation du réseau est remplie exclusivement ou principalement d'hydrogène, elle sort du champ d'application matériel de la LApGaz en vertu de l'art. 2, al. 4. Dans ce cas, l'*al. 2* prévoit que la valeur résiduelle réglementaire de l'installation est documentée auprès de l'EnCom. Même s'il en résulte qu'une telle installation du réseau n'est soumise, du moins provisoirement, à aucune réglementation sectorielle spécifique, cela permet d'éviter une double imputation des coûts.

Section 3 *Systèmes de mesure et processus d'information*

Art. 23 Compétences relatives aux installations de mesure et exigences applicables

Al. 1 et 2 : en ce qui concerne les systèmes de mesure, les gestionnaires de réseau sont responsables des installations de mesure chez les clients finaux qu'ils fournissent en gaz. Ils sont également chargés de s'assurer que les données de mesure sont disponibles, en particulier celles nécessaires aux processus de décompte. La mesure à des fins d'exploitation (cf. le commentaire relatif à l'art. 4, al. 2) relève également de la compétence des gestionnaires de réseau, notamment aux points d'interconnexion entre le réseau de transport et le réseau de distribution, tout comme la mesure sur les installations de stockage et les installations de production.

Sur les sites de consommation de clients approvisionnés par des tiers, l'installation d'un système de mesure et la saisie des données de mesure ne relèvent pas de la responsabilité des gestionnaires de réseau. Dans ce cas de figure, le consommateur final concerné confie la mesure à un prestataire de son choix (al. 2). Les gestionnaires de réseau sont libres d'intervenir également en tant que gestionnaires d'installations de mesure sur ce marché libre.

Il est à relever que les obligations de communication de données et d'échange d'informations (art. 25) gagneront en importance avec cette ouverture partielle du marché relevant de la mesure. Lorsqu'un tiers est chargé de la mesure, il est essentiel que le gestionnaire de réseau et le fournisseur disposent également des données de mesure enregistrées. À l'avenir, la plateforme centrale (*datahub*) (art. 17g à 17j LApEl) pourrait jouer un rôle clé (cf. art. 25, al. 3).

Al. 2 : le contrôle des coûts par l'EnCom englobe les coûts occasionnés par les installations de mesure chez l'ensemble des clients, hormis pour les installations de mesure exploitées par un tiers (cf. commentaire de l'art. 20, al. 1, let. b, ci-avant). Les gestionnaires de réseau doivent facturer les coûts aux consommateurs finaux, ou aux exploitants d'installations de production ou gestionnaires d'installations de stockage, de manière transparente et conforme au principe de causalité, autrement dit en séparant la rémunération pour le mesurage de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Pour ce faire, les gestionnaires de réseau doivent intégrer dans les tarifs d'utilisation des réseaux des composantes tarifaires distinctes pour la mesure. Lorsque le système de mesure chez le client final a été installé par un tiers et est exploité par ce dernier, et se trouve par conséquent sur le marché libre de la mesure, les prix ne sont soumis à aucune directive et l'EnCom ne procède pas à un contrôle des coûts. L'al. 3 prévoit que le Conseil fédéral fixe les exigences auxquelles doivent satisfaire les installations de mesure (notamment la conversion des quantités et la sécurité des données) en tenant compte de la législation fédérale sur la métrologie. La loi fédérale du 17 juin 2011 sur la métrologie⁴⁹ et ses dispositions d'exécution constituent ce cadre législatif. Des directives propres à la branche peuvent également être prises en compte (p. ex. les règles techniques de la SVGW). Lors de la définition de ces exigences minimales, la distinction doit être faite entre les installations de mesure

⁴⁹ RS 941.20

traditionnelles et les systèmes de mesure communicants (art. 3, al. 1, let. o et p). Contrairement à ce qui prévaut dans le secteur de l'électricité, les valeurs de la courbe de charge des tels systèmes ne relèveront pas les valeurs au quart d'heure, mais probablement sur une base horaire. La sécurité des données doit être assurée, en particulier en cas de transmission automatisée des données (cf. art. 3, al. 1, let. o). La disposition sur la protection contre les cybermenaces (art. 15) y contribue également.

Al. 4 : en l'état actuel de la technique, et au vu du rapport coût-bénéfice, l'obligation de recourir à un système de mesure intelligent (art. 3, al. 1, let. p) n'entre en ligne de compte que pour les grands sites de consommation. Le Conseil fédéral pourrait toutefois prendre également en compte des besoins de l'approvisionnement économique du pays (en particulier dans le contexte de la mise en œuvre de mesure de contingentement ou de restrictions d'utilisation). S'agissant des installations de production ou de stockage, une obligation d'équipement pourrait également être limitée aux grandes installations.

Art. 24 Tarifs de mesure

Le Conseil fédéral peut prévoir une limite supérieure concernant les tarifs si la mesure est effectuée par le gestionnaire de réseau.

Art. 25 Communication de données et échange d'informations

L'al. 1 a pour objet l'échange de données et d'informations, qui est indispensable en particulier pour l'équilibrage, le bon déroulement des processus de changement et la facturation. Concrètement, le contenu des données et informations visées par cette réglementation correspond à ce qui est nécessaire au « bon fonctionnement de l'approvisionnement en gaz » et à l'accomplissement des tâches et des processus (notamment l'exploitation du réseau, la gestion de l'équilibrage, la fourniture d'énergie, les processus de changement, le calcul et l'imputation de la rémunération pour l'utilisation du réseau et d'autres coûts). Les informations requises pour le « bon fonctionnement de l'approvisionnement en gaz » sont en particulier celles nécessaires à la fourniture des consommateurs finaux, à l'exploitation sûre du réseau, au maintien de la stabilité du système et à l'équilibrage. Cet alinéa ne s'applique ni au traitement ni à la communication de données sensibles concernant des personnes physiques ou morales, à savoir des données relevant de sanctions administratives, de sanctions pénales ou de poursuites judiciaires notamment. Ces dernières relèvent exclusivement de l'art. 41, al. 3.

Les « autres entreprises du secteur du gaz » sont en particulier les gestionnaires d'installations de mesure visés à l'art. 23, al. 2, qui interviennent auprès de clients dont la fourniture est assurée par des tiers. Les gestionnaires d'installations de stockage comptent eux aussi au nombre de ces « autres entreprises » et donc soumis aux mêmes obligations. *L'al. 1* ne concerne pas les consommateurs. S'agissant du droit d'accéder aux propres données de mesure, le Conseil fédéral peut édicter des dispositions d'exécution sur la base de l'art. 23, al. 3, let. c. Du reste, un tel droit peut également se fonder sur la législation sur la protection des données.

Al. 2 : en vertu de cette norme de délégation, le Conseil fédéral peut préciser la mise à disposition des données et des informations. Il s'agit notamment d'arrêter les délais déterminants et la forme de la transmission (p. ex. automatisation) et particulièrement de définir les formats de données. Ces précisions servent à garantir l'uniformité et la qualité requise. Il conviendra en outre de préciser, au niveau de l'ordonnance, que les valeurs de courbe de charge devraient, en principe, couvrir une période de 24 heures. Une durée plus courte peut entraîner un risque de profilage (cf. à ce sujet l'arrêt du Tribunal administratif fédéral du 20 juin 2025⁵⁰, qui précise que les « systèmes de mesure intelligents » dans le domaine de l'électricité, avec une valeur de courbe de charge de 15 minutes, n'engendrent pas systématiquement un risque de profilage, mais que la question doit être traitée au cas par cas). Si une durée plus courte devait être définie (en vertu de l'art. 27, al. 4), le Conseil fédéral tiendra compte de ces risques.

L'al. 3 se réfère à la plateforme centrale (*datahub*) visée aux art. 17g à 17j LApEl. Afin de tirer parti des synergies, il semble judicieux que cet instrument soit utilisé de manière analogue dans le cadre de l'approvisionnement en gaz. Le Conseil fédéral pourrait le préciser dans les dispositions d'exécution et y désigner le domaine d'utilisation exact. La plateforme servira en premier lieu à l'échange de données de mesure et de données de base, par exemple pour le traitement des processus de changement de fournisseur ou la facturation. Elle pourrait un jour aussi être utilisée dans le cadre d'un système de garanties d'origine pour les gaz renouvelables. Si le Conseil fédéral fait usage de sa compétence, la *let. a* prévoit une répartition des coûts entre le secteur de l'électricité et celui du gaz conforme au principe de causalité, tandis que la *let. b* accorde au secteur du gaz, représenté par le responsable de la zone de marché, une représentation à hauteur de 10 % au sein de l'organe responsable de la plateforme centrale. Cette dernière disposition ne s'applique pas dans le cas d'un organe responsable étatique. Le pourcentage de participation (10 %) se base sur le rapport entre le nombre total de points de mesure disponibles dans le secteur du gaz par rapport à celui de l'électricité.

Al. 4 : pour établir un cadre juridique homogène à l'échelle de la Suisse, le traitement des données personnelles en lien avec les systèmes de mesure et avec l'échange de données et d'informations est soumis, de façon générale, à la LPD, y compris pour les entreprises d'approvisionnement en gaz constituées en vertu du droit cantonal ou communal (cf. à ce sujet l'art. 2, al. 1, LPD). Les données personnelles sont notamment des données de base ou des données de mesure qui ne sont ni agrégées ni anonymisées. Le principe de l'applicabilité de la LPD vaut pour les systèmes de mesure communicants, mais aussi pour les installations de mesure traditionnelles. Il concerne en premier lieu les gestionnaires de réseau dans la mesure où ceux-ci sont responsables des systèmes de mesure. Dans le cadre des processus d'information, il peut toutefois également concerner les fournisseurs, en particulier si des données de mesure ou des données de base leur sont également communiquées à des fins de facturation. Il sied encore de préciser qu'aucun profilage au sens de l'art. 5, let. f, LPD ne pourra être effectué dans le cadre de l'utilisation de systèmes de mesure (communicants ou intelligents).

⁵⁰ Arrêt du Tribunal administratif fédéral A-484/2024 du 20 juin 2025.

Section 4 Équilibrage

Art. 26 Groupes-bilan et gestion de l'équilibrage

Les dispositions relatives à l'équilibrage visent à ce que les quantités de gaz injectées soient équivalentes à celles soutirées pendant une période déterminée (période d'équilibrage). La stabilité du système dans le réseau de transport est ainsi préservée. Les processus s'apparentent largement à ceux prévus par la législation sur l'approvisionnement en électricité.

Conformément à l'*al. 1*, tout utilisateur du réseau doit appartenir à un groupe-bilan. On s'assure ainsi que tous les points d'injection et de soutirage utilisés sont attribués à l'utilisateur en question. Un groupe-bilan est constitué par la conclusion d'un contrat *ad hoc* entre le responsable de la zone de marché et le responsable de groupe-bilan concerné. Ce contrat règle les modalités de l'équilibrage (p. ex. communication des programmes prévisionnels, imputation de la rémunération d'équilibrage journalière).

Conformément à l'*al. 2*, le responsable de la zone de marché est chargé d'assurer la gestion de l'équilibrage (art. 3, al. 1, let. m). Dans les réseaux de gaz isolés, la compétence est déterminée par les dispositions d'exécution visées à l'art. 33, al. 4.

Al. 3 et 4 : dans le cadre de la gestion de l'équilibrage, le responsable de la zone de marché pourra donner aux groupes-bilan des incitations à adopter un comportement qui, autant que possible, servent le système. Dans ce cadre, il pourra s'inspirer des dispositions correspondantes de l'UE, en particulier du règlement (UE) 312/2014⁵¹.

La réglementation d'exécution suivante est envisageable pour ce qui est de l'*al. 5, let. a* : l'énergie de réglage nécessaire devra être acquise selon des critères objectifs, transparents, non discriminatoires et économiques. Avant de recourir à cette énergie, le responsable de la zone de marché devra utiliser l'offre de flexibilité du stockage en conduites ainsi que celle des réservoirs en conduites ou sphériques raccordées au réseau de transport, pour lesquels il dispose d'un droit d'accès prioritaire (art. 29, al. 3, let. b, et 4).

Let. b : les exigences détaillées relatives aux contrats de groupe-bilan seront fixées au niveau de l'ordonnance. Il est envisageable que le responsable de la zone de marché définisse un modèle de contrat uniforme sous la surveillance de l'EnCom et après consultation des milieux intéressés. La liberté contractuelle s'applique à l'organisation interne des groupes-bilan. Cette remarque vaut en particulier pour les contrats d'affiliation aux groupes-bilan, dans le cadre desquels des sous-groupes-bilan peuvent être constitués. Dans les dispositions d'exécution, le Conseil fédéral pourra également prévoir des mesures visant à empêcher les distorsions de concurrence.

Let. c : pour ce qui est de fixer la rémunération d'équilibrage journalière, un système à deux prix est envisagé (prix différents selon que les quantités de gaz sont supérieures ou inférieures aux quantités annoncées), lequel s'oriente en fonction des prix de l'énergie de réglage.

⁵¹ Règlement (UE) 312/2014.

Les détails de l'annonce des quantités de gaz et de leur attribution à un groupe-bilan seront également réglés au niveau de l'ordonnance. Les modalités, la fréquence et les échéances lors desquels une nomination ou renomination est possible ou obligatoire doivent notamment être réglées. En outre, il conviendra de clarifier dans ce contexte la gestion des points de mesure sans mesurage effectué sur une base horaire.

Art. 27 Période d'équilibrage et restrictions intrajournalières

L'al. 1 instaure le principe de l'équilibrage journalier. Au terme de chaque journée gazière, le responsable de la zone de marché décompte les soldes des groupes-bilan et les remet à zéro. Une journée gazière compte 24 heures, de 6h00 à 6h00 (HEC). La rémunération d'équilibrage journalière à payer résulte de la différence entre, d'une part, les quantités de gaz annoncées (le terme technique est *nomination*) par le responsable d'un groupe-bilan pour l'injection ou pour le soutirage et, d'autre part, les quantités allouées à son groupe-bilan.

Al. 2 : les restrictions intrajournalières constituent l'exception au principe de l'équilibrage journalier. Elles allègent la charge du responsable de la zone de marché dans ses tâches de structuration (recours à l'énergie de réglage ou à d'autres formes de flexibilité) et servent par conséquent le réseau.

Al. 3 : en cas de restrictions intrajournalières et indépendamment de la rémunération d'équilibrage journalière due en sus, une rémunération intrajournalière doit être payée en fonction des écarts (sur une base horaire) cumulés durant la journée. Lors de la mise en œuvre, il faut retenir que la rémunération intrajournalière vise à inciter à un comportement d'utilisation du réseau aussi favorable au système que possible.

Al. 4 : en fonction des dispositions d'exécution, le responsable de la zone de marché disposera d'une certaine marge de manœuvre dans la conception de restrictions intrajournalières. Les restrictions intrajournalières sont envisageables en lien avec la fourniture de gaz aux grands consommateurs dont la courbe de charge présente un profil très volatil au cours de la journée.

Art. 28 Autres rémunérations relevant du responsable de la zone de marché

La gestion de l'équilibrage engendre des coûts occasionnés par l'acquisition d'énergie de réglage et d'énergie provenant des autres sources de flexibilité ainsi que par les mesures nécessaires au niveau de l'organisation. Le responsable de la zone de marché peut couvrir une partie de ces coûts avec les recettes provenant de la rémunération d'équilibrage journalière et de la rémunération intrajournalière. Il met les coûts restants à la charge des groupes-bilan via la rémunération d'équilibrage à des fins de neutralité (*al. 1*). Celle-ci permet d'assurer une gestion de l'équilibrage neutre sur le plan financier : un financement croisé entre la gestion de l'équilibrage et les autres tâches du responsable de la zone de marché ne peut intervenir qu'au niveau du financement de la plateforme de négoce (*al. 3*). La rémunération d'équilibrage à des fins de neutralité permet en outre une imputation des coûts qui soit le plus possible conforme au principe de causalité. Elle crée ainsi des incitations en faveur d'un comportement au service du réseau. Si des consommateurs finaux présentant des fluctuations relativement importantes de la consommation en cours de journée font

partie d'un groupe-bilan, la rémunération d'équilibrage à des fins de neutralité tendra à augmenter (en raison du besoin accru de structuration). À l'inverse, des consommateurs finaux présentant une courbe de charge « en ruban », qui ont une consommation constante, contribuent à une rémunération d'équilibrage à des fins de neutralité moins élevée. En fonction de la situation, la rémunération d'équilibrage à des fins de neutralité peut aussi afficher un solde positif, de sorte que le groupe-bilan concerné a droit à un versement de la part du responsable de la zone de marché. Par conséquent, la rémunération d'équilibrage à des fins de neutralité est soit prélevée auprès du groupe-bilan, soit versée au groupe-bilan (*al. 2*).

Al. 3 : le responsable de la zone de marché prélève, auprès des groupes-bilan, une contribution destinée au financement de la plateforme de négoce. Ce point d'échange virtuel doit assurer la plus grande liquidité possible du négoce dans la zone de marché suisse. Afin d'encourager une participation aussi forte que possible, la contribution ne sera pas fixée de manière à couvrir les coûts et les coûts restants seront couverts par les recettes provenant de la gestion des capacités du réseau de transport.

Section 5 Installations de stockage

Art. 29

La présente section régleme uniquement l'exploitation des réservoirs sphériques ou en conduites, qui sont relativement petits. La loi ne contient pas de dispositions spécifiques concernant les autres types de stockage (p. ex. les réservoirs souterrains ou ceux destinés au gaz liquéfié). Il n'existe actuellement aucune installation de stockage de gaz souterraine de grande capacité en Suisse. Même en l'absence de prescriptions spécifiques pour de telles installations, la rémunération pour l'utilisation du réseau serait due pour l'injection et le soutirage (*art. 3, al. 1, let. i et j*, en relation avec l'*art. 18, al. 1*). Une installation de mesure serait donc également requise (*art. 23, al. 1*).

Al. 1 : afin d'éviter des distorsions de concurrence, les gestionnaires de réservoirs sphériques ou en conduites doivent décider s'ils utilisent leurs installations de stockage sur le marché libre (*let. a*) ou pour soutenir la stabilité du réseau et fournir de la flexibilité dans le cadre de la gestion de l'équilibrage (*let. b*). Sans ce principe de « l'un ou l'autre », les fournisseurs qui possèdent leur propre installation de stockage disposeraient d'un avantage concurrentiel. Le Conseil fédéral définira dans les dispositions d'exécution sous quelle forme et dans quel délai le gestionnaire d'installations de stockage doit faire son choix et s'il peut revenir sur sa décision ultérieurement.

Lorsque des installations de stockage visées à l'*al. 1, let. a*, sont utilisées sur le marché libre, aucune prescription spécifique ne régit leur exploitation, si ce n'est qu'elles doivent être utilisées exclusivement sur le marché libre et que les utilisateurs doivent verser la rémunération pour l'utilisation du réseau lors de l'injection et du soutirage. Il n'existe aucune réglementation légale en matière d'accès ou de tarifs les concernant. Leur utilisation relève de la liberté contractuelle et de la LCart. Si une installation de stockage appartient à un gestionnaire de réseau, ce qui est généralement le cas, elle doit être séparée de la base d'actifs régulés du réseau. Aucun financement croisé ne

doit intervenir, et aucune information économique sensible provenant des secteurs commerciaux régulés ne doit être mise à profit pour l'exploitation de telles installations de stockage (art. 6, al. 1 et 2).

Al. 2 : la formulation de l'al. 1 précise qu'il s'agit d'un choix entre les let. a et b. L'al. 2 vise explicitement à proscrire le comportement d'un gestionnaire d'installations de stockage qui, agissant en vertu de l'al. 2, livrerait tout de même du gaz à des consommateurs finaux au sens de l'al. 1, let. a.

Al. 3 : selon la règle de base de la 1^{re} phrase, les installations de stockage qui ne sont pas utilisées sur le marché libre doivent être considérées comme faisant partie du réseau auquel elles sont raccordées. Pour une meilleure compréhension de cette règle et des principes énoncés dans l'énumération introduite par la 2^e phrase, il convient de noter qu'à l'heure actuelle, les réservoirs sphériques ou en conduites existants sont presque tous exploités par les gestionnaires de réseau eux-mêmes.

Let. a : comme les installations de stockage sont considérées comme faisant partie du réseau, leur utilisation ne donne logiquement pas lieu au versement de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Selon la *let. b*, le responsable de la zone de marché dispose d'un droit d'accès prioritaire au niveau du réseau de transport. Ce droit peut être nécessaire pour assurer une flexibilité suffisante dans le cadre de l'équilibrage journalier (art. 27, al. 1). Au moment de choisir l'installation de stockage au profit de laquelle il exerce son droit d'accès prioritaire, le responsable de la zone de marché doit appliquer des critères objectifs et tenir compte en particulier des caractéristiques réelles de l'installation (p. ex. pilotage) et des spécificités de la topologie du réseau (en particulier l'emplacement et le raccordement au réseau). Sur demande, il doit pouvoir démontrer à l'EnCom la nécessité de l'accès. Les modalités d'accès doivent être réglées par contrat en tenant compte des dispositions d'exécution édictées par le Conseil fédéral. Il faut par ailleurs noter que les installations de stockage ne sont pas exploitées par le responsable de la zone de marché, même lorsque celui-ci use de son droit d'accès, mais par les gestionnaires de ces installations.

Selon la *let. c*, le recours aux installations de stockage pour soutenir la gestion de l'équilibrage doit être rémunéré de façon appropriée. La rémunération permet de s'assurer que les coûts ne sont pas inclus dans la rémunération pour l'utilisation du réseau du gestionnaire de réseau. Dans le cadre de la séparation comptable (art. 6, al. 3), les installations de stockage doivent par conséquent être traitées à part ; les coûts et les rémunérations doivent être répertoriés en indiquant les différentes finalités. Si les parties ne parviennent pas à un accord, l'EnCom fixe la rémunération.

Étant donné que les installations de stockage sont considérées comme faisant partie du réseau auquel elles sont raccordées, leurs coûts sont imputés aux coûts de réseau conformément à la *let. d*. Par conséquent, ils peuvent être couverts par la rémunération pour l'utilisation du réseau, après déduction des rémunérations prévues à la *let. c*. Cette réglementation assure la pérennité de ces réservoirs sphériques ou en conduites relativement petits.

Al. 4 : s'il n'y a pas suffisamment d'installations de stockage disponibles pour les finalités mentionnées à l'al. 1, *let. b*, l'EnCom peut prévoir, sur demande du

responsable de la zone de marché, que ce dernier peut également recourir, pour soutenir la gestion de l'équilibrage, aux réservoirs sphériques ou en conduites qui sont utilisés sur le marché libre. L'EnCom ne devrait faire usage de cet instrument qu'avec retenue (« pour autant que cela soit indispensable »). Dans ce cas également, le responsable de la zone de marché dispose d'un accès privilégié, qu'il doit rémunérer de manière appropriée, sachant que les flux de gaz correspondants ne donnent pas lieu au versement de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Chapitre 4 Responsable de la zone de marché

Art. 30 Constitution

Al. 1 : actuellement, les propriétaires du réseau de transport de gaz sont Transitgaz SA, Swissgas SA, Gaznat SA, Gasverbund Mittelland (GVM) AG, Erdgas Ostschweiz (EGO) AG, Erdgas Zentralschweiz (EGZ) AG, Unigaz SA ainsi que Aziende industriali di Lugano (AIL) SA. Les dispositions d'exécution pourront également prévoir des étapes intermédiaires dans le cadre du processus de fondation qui s'étend sur deux ans (p. ex. un délai pour la soumission des statuts pour approbation au Conseil fédéral). Pour les réseaux de gaz isolés (art. 3, al. 1, let. i ; le réseau de conduites du Tessin est notamment concerné), les tâches du responsable de la zone de marché peuvent être confiées à un autre acteur (art. 33, al. 4) ; pour autant AIL SA doit impérativement participer à la constitution du responsable de la zone de marché. La 2^e phrase vise à préserver les droits de propriété (cf. la disposition analogue à l'art. 33, al. 4, LApEI). La valeur des installations du réseau au moment de l'entrée en vigueur de la LApGaz est déterminante.

Al. 2 : le Conseil fédéral approuve les statuts du responsable de la zone de marché. Les éventuelles modifications de statuts sont également soumises à approbation.

Al. 3 : la constitution du responsable de la zone de marché ne doit entraîner ni des bénéfices ni des pertes pour les entreprises participantes. Le Conseil fédéral réglera dans les dispositions d'exécution la manière dont les coûts de constitution doivent être présentés ainsi que le délai pour le remboursement. Afin de couvrir également les coûts d'opportunité, il prévoira un taux d'intérêt approprié. Pour ce faire, il peut s'inspirer des prescriptions concernant la constitution de l'exploitant de la plateforme centrale (*datahub*) (art. 17h LApEI).

Al. 4 : si les statuts soumis par le responsable de la zone de marché ne sont pas approuvés parce qu'ils ne satisfont pas aux exigences légales, ou si aucune demande d'approbation des statuts ne lui a été soumise, le Conseil fédéral doit veiller à ce que les tâches dévolues au responsable de la zone de marché soient effectuées. À cet effet, il pourrait par exemple confier celles-ci à un acteur existant, indépendant de l'économie gazière, ou établir le responsable de la zone de marché sous la forme d'une unité administrative de droit public. Dans ce cas, les entreprises, qui n'ont pas rempli leur obligation quant à la constitution du responsable de la zone de marché, à savoir les propriétaires du réseau de transport, sont tenues de préfinancer les dépenses encourues par la Confédération pour cette mesure de substitution. Les entreprises concernées devront alors prévoir elles-mêmes le refinancement de ces coûts, un

remboursement ultérieur par le responsable de la zone de marché n'étant pas prévu par la loi.

Art. 31 Organisation

En vertu de l'*al. 1*, pour assurer l'indépendance du responsable de la zone de marché vis-à-vis du secteur du gaz, une séparation complète sur le plan du personnel notamment est nécessaire (conseil d'administration, direction et autres membres du personnel). Les instruments à utiliser dans le cadre de cette séparation fonctionnelle seront précisés au niveau de l'ordonnance (cf. *al. 3*). Cela concerne en particulier les exigences concrètes quant à l'indépendance de la dotation en ressources.

Le droit de préemption prévu à l'*al. 2* contribue à ce que la société soit majoritairement en mains suisses. À l'heure actuelle, le réseau de transport est (indirectement) entièrement aux mains des pouvoirs publics. Seule Transitgaz SA fait figure d'exception, même si, du fait de la participation majoritaire de Swissgas SA dans cette société, elle est également contrôlée par les pouvoirs publics. Par rapport au secteur de l'électricité, le contexte est différent dans la mesure où, dans le domaine du gaz, les communes, en particulier les grandes villes, jouent un rôle plus important que les cantons. L'art. 18, al. 4, LApEl prévoit un droit de préemption analogue à l'égard de la société nationale du réseau de transport d'électricité (Swissgrid SA). Pour simplifier la mise en œuvre, il serait possible d'introduire, au niveau de l'ordonnance ou dans les statuts, un ordre de priorité entre les titulaires du droit de préemption.

Al. 3 : les prescriptions supplémentaires quant à l'organisation du responsable de la zone de marché que le Conseil fédéral peut prévoir au niveau de l'ordonnance, permettront de renforcer son indépendance vis-à-vis des entreprises du secteur gazier. Les cantons ont le droit de faire siéger des représentants au sein du conseil d'administration de la société (*let. a*), cette représentation devant figurer dans les statuts comme cela est le cas pour Swissgrid SA (art. 18, al. 8, LApEl). En vertu de la *let. b*, le Conseil fédéral pourrait en outre, par exemple, exiger des dispositions statutaires prévoyant la suspension des droits de vote d'un acteur si, à défaut de cette suspension, l'influence de ce dernier deviendrait trop dominante compte tenu de sa participation au capital. Ainsi, les statuts pourraient prévoir qu'un actionnaire ne peut pas détenir plus d'un tiers des voix. De plus, le Conseil fédéral pourrait exiger que les actions de la société soient émises sous la forme d'actions nominatives et qu'une restriction quant à leur transmissibilité soit ancrée dans les statuts (restriction quant à la transmissibilité en vertu des art. 685a à 685c du code des obligations) afin d'éviter qu'un actionnaire unique puisse parvenir à une position trop dominante et d'assurer que le contrôle de la société soit majoritairement en mains suisses.

Art. 32 Financement

Contrairement à Swissgrid SA, le responsable de la zone de marché ne possède pas son propre réseau. Par conséquent, il gère les capacités du réseau de transport du gaz, à titre fiduciaire en quelque sorte, en faveur des propriétaires du réseau de transport, sans engranger de bénéfice.

Le Conseil fédéral pourrait préciser au niveau de l'ordonnance quelles recettes le responsable de la zone de marché alloue à la couverture des divers coûts. Autrement dit, le Conseil fédéral pourrait mettre les différents revenus en relation avec les coûts que supporte le responsable de la zone de marché dans les différents domaines de son activité. Celui-ci génère des recettes par la gestion des capacités du réseau de transport (art. 19, al. 2, et 33, al. 1), la rémunération d'équilibrage journalière (art. 26, al. 4), la rémunération intrajournalière (art. 27, al. 3), les autres rémunérations perçues par le responsable de la zone de marché (art. 28) et la contribution pour l'utilisation d'un point d'échange virtuel (art. 33, al. 1, let. e). Les coûts supportés par le responsable de la zone de marché sont principalement liés à la gestion des capacités du réseau de transport (art. 33, al. 1, let. a) et à la gestion de l'équilibrage (art. 26, al. 2). S'y ajoute le suivi de la situation en matière d'approvisionnement (art. 14, al. 2).

Art. 33 Tâches du responsable de la zone de marché

L'*al. 1* offre une vue d'ensemble des principales tâches du responsable de la zone de marché. Au vu de la jurisprudence du Tribunal fédéral quant à la législation fédérale sur l'approvisionnement en électricité, il faut relever ici que les tâches qui lui incombent, de façon analogue à la société nationale du réseau de transport Swissgrid SA (art. 18 LApEI), sont des tâches publiques qui lui sont confiées par la loi (arrêt du Tribunal fédéral 4A_275/2021 du 11 janvier 2022 consid. 4.2.2 et les références citées). Il en va d'ailleurs de même des tâches assumées par les gestionnaires de réseau en vertu de la loi (cf. art. 4). Les relations juridiques réglées par la loi (principalement la relation en matière d'utilisation du réseau, les contrats de groupe-bilan) relèvent du droit public (ATF 144 III 111 consid. 5 ; arrêt du Tribunal fédéral 4A_275/2021 du 11 janvier 2022, consid. 4.3 et 5.2.4). Dans ce contexte, il faut en outre relever que seule l'EnCom se voit confier une compétence de décision dans la LApGaz. Par conséquent, ni le responsable de la zone de marché, ni les gestionnaires de réseau n'entrent dans le champ d'application à raison de la personne de la loi du 17 décembre 2004 sur la transparence⁵².

Le responsable de la zone de marché veille à une gestion uniforme des capacités du réseau de transport (*let. a*). Celle-ci inclut en particulier l'utilisation des points d'interconnexion avec le réseau de distribution (ch. 1), la réalisation des enchères visée à l'art. 17, al. 2 (ch. 2) et la gestion des congestions (ch. 3). Les *let. b* et *c* prévoient en outre qu'il fixe les tarifs d'utilisation du réseau de transport et se charge de prélever la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 18 et 19, al. 2). Le responsable de la zone de marché se charge par ailleurs de la gestion de l'équilibrage (*let. d*). La plateforme de négoce (électronique) visée à la *let. e* désigne le point d'échange virtuel. Celui-ci doit assurer la plus grande liquidité possible du négoce dans la zone de marché suisse. Pour encourager une participation aussi dynamique que possible, l'art. 28, al. 3, prévoit que le responsable de la zone de marché ne fixe pas la contribution pour l'utilisation de la plateforme de manière à couvrir ses coûts, mais que les coûts restants sont couverts par les recettes provenant de la gestion des capacités du réseau de transport. Enfin, il collabore avec les gestionnaires de réseau de transport étrangers et représente les intérêts de la Suisse au sein des instances

⁵² RS 152.3

compétentes (*let. f*), et rend compte annuellement à l'EnCom de l'accomplissement de ses tâches (*let. g*).

L'*al. 2* vise à assurer l'indépendance du responsable de la zone de marché. Celui-ci doit se limiter à l'accomplissement des tâches qui lui incombent en vertu de la loi. Il ne doit notamment pas exercer d'activités sur le marché de l'énergie (production de gaz, négoce et distribution) ni détenir de participations dans des entreprises actives dans ces domaines.

Al. 3 : s'agissant de la prise en compte des normes internationales, il apparaît souhaitable que les capacités du réseau de transport soient gérées d'une façon qui soit la plus conforme possible aux prescriptions du droit de l'UE (en particulier en ce qui concerne les codes de réseau de la Commission européenne).

En vertu de l'*al. 4*, le Conseil fédéral peut confier les tâches du responsable de la zone de marché s'agissant des réseaux de gaz isolés (art. 3, al. 1, let. i) à un autre acteur, pour autant qu'une séparation adéquate des activités soit respectée. Il s'agit principalement de l'exploitation des réseaux de transport au Tessin. Si le Conseil fédéral ne fait pas usage de cette possibilité, il serait aussi envisageable de relier virtuellement le Tessin à la zone de marché suisse en s'inspirant de réglementations similaires à l'étranger.

L'*al. 5* confère au Conseil fédéral la compétence d'édicter des dispositions d'exécution dans les domaines visés aux *let. a et b*. Les gestionnaires de réseau doivent conclure entre eux des accords d'interconnexion afin de permettre aux utilisateurs du réseau d'acheminer du gaz dans l'ensemble de la zone de marché dans le cadre de la variante à deux contrats. Les accords d'interconnexion qui règlent le passage du réseau de transport au réseau de distribution revêtent une importance particulière. Dans le cadre de la variante à deux contrats, ce sont les gestionnaires de réseau de distribution (et non les utilisateurs du réseau) qui réservent les capacités requises à ces points d'interconnexion et qui versent la rémunération en fonction des tarifs d'utilisation du réseau définis par le responsable de la zone de marché (art. 33, al. 1, let. a). Le Conseil fédéral pourra édicter des dispositions d'exécution en la matière.

La *let. b* contient une base légale applicable aux dispositions d'exécution pour la gestion des congestions dans le réseau de transport. Le Conseil fédéral peut tenir compte en particulier de la législation de l'UE dans la conception de ces instruments. Pour des raisons de proportionnalité, le retrait de capacités non utilisées (accaparement de capacités) doit demeurer une option de dernier recours : d'autres mesures de gestion des congestions doivent être prises au préalable (p. ex. marché secondaire, recours aux produits de capacité interruptibles).

Chapitre 5 Commission fédérale de l'énergie

Art. 34 Tâches

Pour des raisons d'efficacité, le respect des législations sur l'approvisionnement en gaz et sur l'approvisionnement en électricité est placé sous la surveillance de la même autorité. L'actuelle Commission fédérale de l'électricité (ElCom) devient par

conséquent la Commission fédérale de l'énergie (EnCom). Elle assumera donc aussi la fonction de régulateur pour la LApGaz et ses dispositions d'exécution (*al. 1*). Son organisation s'aligne sur l'art. 21 LApEl.

Al. 2 : la garantie des voies de droit est assurée non seulement par le fait que l'EnCom peut agir d'office, mais aussi par le fait que les acteurs du marché bénéficient de la garantie de l'accès au juge et peuvent recourir en cas de litige (art. 29a Cst.).

Les tâches et les compétences de l'EnCom dans le domaine du gaz ne diffèrent que très peu de celles du domaine de l'électricité. Certaines tâches sont expressément définies à l'*al. 3*.

Let. a : l'expression « ses conditions d'utilisation », dont l'acception est large, comprend entre autres la conception des contrats d'injection et de soutirage (art. 17, al. 1), ainsi que les modalités relatives à la gestion des capacités et à l'équilibrage.

Let. b et c : la vérification de l'adéquation des tarifs et de l'imputation correcte des coûts comprend la possibilité d'influer sur la méthode de fixation des tarifs d'utilisation du réseau de transport. Selon l'art. 20, al. 1, let. b, les coûts pour les systèmes de mesure sont inclus dans les coûts de réseau imputables.

Selon la *let. d*, l'EnCom s'assure que le responsable de la zone de marché accomplit ses tâches de manière correcte et efficace, qu'il n'engrange pas de bénéfice et qu'il respecte les exigences posées à l'utilisation de ses recettes (notamment celles énoncées à l'art. 32).

Selon la *let. e*, elle surveille la mise en œuvre des prescriptions relatives aux quantités de gaz dans les installations de stockage (art. 10) et aux éventuelles autres mesures pour assurer la sécurité d'approvisionnement (art. 13).

Selon la *let. f*, il lui incombe également de surveiller le respect des exigences applicables aux installations de mesure (art. 23, al. 3) et des prescriptions en matière de communication de données et d'échange d'informations (art. 25). S'agissant de l'art. 25, les compétences du Préposé fédéral à la protection des données (FPD) sont réservées.

Selon la *let. g*, de façon analogue à ce que prévoit la législation sur l'approvisionnement en électricité, il incombe à l'EnCom, en tant qu'autorité de régulation dans le secteur du gaz, de coordonner son activité avec celle des autorités de régulation étrangères et de représenter la Suisse dans les organes internationaux correspondants.

L'obligation d'informer le public est également analogue (cf. art. 22, al. 5 et 6, LApEl). La *let. h* le prévoit explicitement.

Al. 4 : si, dans le cadre de l'observation de la situation en matière d'approvisionnement (art. 14, al. 1), l'EnCom constate qu'une menace sérieuse pèse sur la sécurité de l'approvisionnement, elle est tenue de proposer au Conseil fédéral des mesures appropriées. L'art. 22, al. 4, de la LApEl contient une disposition similaire.

Art. 35 Voies de recours

Les voies de recours sont analogues à celles prévues par la législation sur l’approvisionnement en électricité (cf. art. 23 LApEl).

Chapitre 6 Dispositions diverses

Art. 36 Obligations de publication

L’*al. 1* ne précise pas quelles informations sont nécessaires dans le cadre de l’utilisation du réseau et de l’approvisionnement en gaz et doivent en conséquence être publiées. Le Conseil fédéral, en vertu de l’*al. 2*, les décrira plus en détail. Il semble en particulier nécessaire de publier les conditions régissant les contrats d’injection et de soutirage et celles régissant les contrats de groupe-bilan. La publication des produits de capacité proposés et des capacités de réseau s’impose également. Pour ces dernières, il s’agit de données quantitatives sur l’utilisation des points d’injection et de soutirage (capacités techniques, capacités sous contrat et capacités disponibles). Les exigences en matière de qualité du gaz (caractéristiques chimico-physiques) revêtent également un intérêt. En outre, sous réserve d’intérêts commerciaux contraires, le Conseil fédéral peut prescrire la publication des plans de développement du réseau (art. 9d, al. 4, LApEl).

Art. 37 Obligation de renseigner

Les entreprises du secteur du gaz et le responsable de la zone de marché sont tenus de transmettre les informations et les données à l’OFEN et à l’EnCom et de mettre à la disposition des autorités les documents dont celles-ci ont besoin pour appliquer la loi ou pour la développer. Le secret de fonction et le secret commercial sont régis par les art. 162 et 320, al. 1, du code pénal⁵³.

Art. 38 Assistance administrative

Al. 1 : un échange de données entre l’EnCom, l’OFEN et l’OFAE peut avoir lieu dans le cadre de l’observation de la situation en matière d’approvisionnement ou des mesures visant à assurer l’approvisionnement, puisque chacun de ces trois organes fédéraux dispose de certaines compétences en la matière (cf. art. 14, al. 1, pour l’EnCom). Les informations sont généralement échangées sous une forme agrégée.

En cas de poursuites pénales visées à l’art. 41, l’entraide judiciaire entre autorités fédérales est régie par l’art. 30 de la loi fédérale du 22 mars 1974 sur le droit pénal administratif (DPA)⁵⁴.

Al. 2 : conformément à l’art. 44, al. 1, Cst. et à l’art. 14 de l’ordonnance du 25 novembre 1998 sur l’organisation du gouvernement et de l’administration⁵⁵, l’obligation de fournir des données s’étend aux autres autorités fédérales, aux cantons

⁵³ RS 311.0

⁵⁴ RS 313.0

⁵⁵ RS 172.010.1

et aux communes, sous réserve de dispositions contraires d'une loi spéciale (p. ex. art. 25 LCart).

Art. 39 Émoluments et taxe de surveillance

L'*al. 1* vise les émoluments de l'EnCom, laquelle finance les contrôles qu'elle effectue, les procédures administratives qu'elle mène, les prestations de service qu'elle fournit, mais également les tâches qu'elle accomplit en vertu de l'art. 34. Il permet donc de tenir compte des cas dans lesquels la procédure ne débouche sur aucune décision formelle, voire lorsqu'elle s'achève par une suspension.

L'*al. 2* détermine que les coûts qui ne sont pas couverts par des émoluments doivent faire l'objet d'une taxe de surveillance. Cette dernière doit être prélevée auprès du responsable de la zone de marché.

En outre, il convient de préciser quels sont les coûts non couverts par des émoluments. Il s'agit notamment de l'observation de la situation en matière d'approvisionnement (art. 14), de réponses à des demandes écrites (de la part des consommateurs finaux, des gestionnaires de réseau ainsi que des fournisseurs), de la surveillance en matière de cybersécurité (art. 15 ; dans ce domaine, des émoluments ne sont justifiés que si l'activité de surveillance dépasse la simple collecte d'informations nécessaires), des tâches liées au stockage (art. 10 ; le dimensionnement des quantités destinées au stockage nécessite des investigations approfondies qui ne peuvent être couvertes par des émoluments), de la surveillance de la planification du développement du réseau (art. 5) et dans une moindre mesure, puisqu'il n'y a pas à proprement parler d'approvisionnement régulé, de la surveillance des tarifs et du contrôle des coûts.

L'*al. 2* détermine également que le calcul de la taxe de surveillance dépend du critère de la rémunération pour l'utilisation du réseau facturée par les gestionnaires de réseau. En effet, il est cohérent de lier le montant de la taxe de surveillance à la rémunération pour l'utilisation du réseau, car elle constitue un bon indicateur des coûts occasionnés à l'EnCom par les différents gestionnaires de réseau.

L'*al. 3* précise que la taxe de surveillance peut être répercutée par le responsable de la zone de marché sur les gestionnaires de réseau de transport sous la forme d'un supplément sur la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport. Cela permet de faire supporter les coûts de la taxe non seulement aux points d'injection (points d'interconnexion transfrontaliers), mais aussi aux points de soutirage.

Art. 40 Contrôle de loyauté

Cette disposition est analogue à celle de l'art. 20*b* LApEl.

Chapitre 7 Dispositions pénales

Art. 41

L'*al. 1* dresse une liste des actes ou omissions punissables. Si l'infraction est commise par négligence, la peine est limitée à 20 000 francs (*al. 2*). La personne physique qui a commis l'infraction est, en principe, punissable. Si l'amende entrant en ligne de

compte n'excède pas 20 000 francs et que les conditions visées à l'art. 7 DPA sont remplies, la personne morale peut être condamnée au paiement de l'amende en lieu et place de la personne physique concernée (*al. 4*).

Chapitre 8 Dispositions finales

Art. 42 Dispositions d'exécution

Cet article règle l'édiction des dispositions d'exécution.

L'*al. 1* prévoit que le Conseil fédéral édicte les dispositions d'exécution découlant de la LAPGaz. Étant donné que la présente loi se borne à régler les principes essentiels, les dispositions d'exécution doivent également être concises.

Les organisations concernées, qui englobent notamment les gestionnaires de réseau, les tiers en tant qu'utilisateurs du réseau, le responsable de la zone de marché, et les représentants des consommateurs finaux, sont tenus de publier les directives techniques et administratives nécessaires (*al. 2*). Les autorités fédérales demeurent toutefois responsables de l'exécution, y compris en cas d'implication d'organisations privées. La compétence de surveillance ne peut, quant à elle, pas être transférée à des tiers. Si les organisations concernées ne remplissent pas, ou pas intégralement, leur obligation, les autorités fédérales doivent intervenir. En l'absence de publication de directives, ou si celles-ci ne sont pas adéquates, le Conseil fédéral peut charger l'OFEN d'édicter des prescriptions techniques ou administratives. Il doit au préalable consulter les organisations concernées. L'*al. 3* constitue la base légale formelle requise par l'art. 48, al. 2, LOGA⁵⁶ pour déléguer à l'office fédéral la compétence d'édicter des règles de droit.

Art. 43 Modification d'autres actes

Les modifications apportées à d'autres actes sont expliquées au chap. 4.2 ci-après.

Art. 44 Dispositions transitoires concernant l'évaluation des installations du réseau existantes

Les installations du réseau doivent être évaluées sur la base des coûts d'achat ou de construction initiaux (*al. 1*). Deux exceptions sont prévues à cet égard pour les anciennes installations du réseau (*al. 2 et 3*).

Al. 2 : pour les installations anciennes, il peut arriver que les documents pour le calcul des coûts d'achat ou de construction initiaux ne soient plus disponibles ou qu'ils soient incomplets. Si tel est le cas, la 1^{re} phrase autorise exceptionnellement une évaluation synthétique. Les principes applicables à cette méthode seront définis au niveau de l'ordonnance (2^e phrase). La 3^e phrase établit la base légale pour la pratique qui a été développée sur la base de l'art. 13, al. 4, dernière phrase, OApEl. Sur la base de cette pratique, l'ElCom dispose de deux options lorsqu'un gestionnaire de réseau entend bénéficier d'une évaluation synthétique. La première option consiste, si elle décèle

⁵⁶ RS 172.010

une erreur dans l'évaluation effectuée par le gestionnaire de réseau, à procéder à une correction. La seconde option dont elle dispose consiste à appliquer une déduction forfaitaire, en pour cent, au résultat de l'évaluation (d'une hauteur de 20 % à l'époque pour le secteur de l'électricité) sans réexaminer dans le détail le cas d'espèce. Le montant maximal de cette déduction forfaitaire, ou la fourchette dans laquelle elle se situe, sont fixés par le Conseil fédéral.

Selon la jurisprudence du Tribunal fédéral (ATF 138 II 465) relative à ladite disposition de l'OApEl, les principes suivants doivent être respectés en ce qui concerne l'interaction entre la réduction forfaitaire et la correction concrète du résultat de l'évaluation : comme le gestionnaire de réseau invoque une exception en faisant appliquer la méthode synthétique, le fardeau de la preuve lui incombe. Si l'EnCom fait usage de la possibilité d'une déduction forfaitaire, celle-ci s'applique tant que le gestionnaire de réseau ne démontre pas que la déduction débouche dans le cas concret sur une sous-évaluation. L'EnCom ne peut cependant pas procéder à la déduction forfaitaire cumulativement à une correction concrète déjà effectuée du résultat de l'évaluation.

Al. 3 : si, dans ses derniers comptes annuels (bilan), le gestionnaire de réseau a déjà amorti complètement une installation déterminée ou s'il ne l'a pas portée aux actifs au 14 février 2020, il en subira les conséquences au niveau de sa comptabilité financière en ce que l'installation visée ne sera en principe pas prise en compte dans le calcul des coûts de capital imputables, même si les documents pour la détermination des coûts d'achat ou de construction initiaux ont été fournis ou si les conditions d'une évaluation synthétique sont réunies. Cette réglementation se justifie en supposant que les coûts correspondants sont déjà complètement couverts par la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau. Si tel n'est pas le cas, soit que le gestionnaire de réseau a renoncé à certaines recettes, soit qu'il a pu, en sa qualité d'entreprise communale ou municipale, compenser ses pertes de revenu par des apports des pouvoirs publics, il peut faire valoir ces circonstances pour éviter cette conséquence juridique. Les exigences posées à l'administration des preuves se limitent alors à la vraisemblance de ses affirmations. La date de référence (14 février 2020) correspond à la fin de la première consultation sur le projet de loi, dans lequel cette exigence figurait déjà.

Al. 4 : pour faciliter la tâche de l'EnCom lors de l'examen de l'évaluation de l'ensemble des installations du réseau, les gestionnaires de réseau sont tenus de lui annoncer spontanément et de justifier toute hausse des valeurs de l'installation déterminantes pour le calcul des tarifs. Cette disposition pourra être précisée au niveau de l'ordonnance (p. ex. réglementation des échéances, délimitation des différentes installations du réseau).

Art. 45 Disposition transitoire concernant la gestion des contrats internationaux de transport existants

La compétence en matière de gestion des capacités du réseau de transport sera transférée au responsable de la zone de marché une fois que ce nouvel acteur sera constitué. Les conventions sur l'utilisation des capacités de réseau passées antérieurement entre les gestionnaires de réseau de transport et des tiers seront alors en principe caduques. Afin d'assurer autant que possible une introduction en douceur

du nouveau droit, les contrats à long terme bénéficient d'une protection des droits acquis jusqu'à leur expiration. La condition est que les contrats aient été conclus avant le 30 octobre 2019 (ouverture de la première consultation sur le projet de LApGaz), soit à une époque où les modifications juridiques inhérentes à l'entrée en vigueur de la LApGaz n'étaient pas encore concrètement prévisibles. Nombre de ces contrats à long terme devraient avoir expiré au 31 décembre 2024. Il n'est toutefois pas exclu que certains d'entre eux aient été prolongés sur la base de droits d'option confirmés avant l'ouverture de la consultation. Dans ce cas, la protection des droits acquis s'applique.

Art. 46 Référendum et entrée en vigueur

Sans l'EnCom et le responsable de la zone de marché, de nombreux processus prévus par la LApGaz ne peuvent pas être mis en œuvre ou ne peuvent l'être que de manière limitée. Pour tenir compte de cette situation, le Conseil fédéral fera entrer en vigueur, en s'appuyant sur l'*al. 2*, les bases légales relatives à l'EnCom (art. 34) et au responsable de la zone de marché (art. 30 et 31) plus tôt que les autres dispositions, de façon que le délai de deux ans pour l'établissement du responsable de la zone de marché (art. 30, al. 1, 1^{re} phrase) commence à courir le plus tôt possible et que l'EnCom puisse s'organiser à temps pour assumer ses tâches supplémentaires.

Dans ce contexte, il est pertinent de mettre également en vigueur de façon anticipée les dispositions de la loi dont la mise en œuvre ne dépend pas du responsable de la zone de marché. Il s'agit notamment de celles portant sur les plans de développement du réseau (art. 5), d'une partie des prescriptions sur la sécurité d'approvisionnement (art. 10 à 15) ainsi que des modifications apportées à d'autres actes. Il semble également judicieux de mettre en vigueur lors de cette première phase les prescriptions sur l'évaluation des installations du réseau (art. 20, 22 et 44). Les gestionnaires de réseau et l'EnCom pourront ainsi s'assurer que la base d'actifs régulés déterminante aura déjà été fixée lorsque, dans un deuxième temps, les autres dispositions légales entreront en vigueur et que les tarifs d'utilisation du réseau devront être définis. Il serait également nécessaire de mettre en vigueur dès la première phase la disposition concernant l'obligation de renseigner (art. 37), y compris la disposition pénale correspondante (art. 41, al. 1, let. f) et celle portant sur l'assistance administrative (art. 38). Pour éviter d'alourdir sensiblement le budget de la Confédération, il faudrait par ailleurs que la disposition portant sur la taxe de surveillance (art. 39) entre en vigueur sans délai.

4.2. Modification d'autres actes

4.2.1. Loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie⁵⁷

Art. 8a⁵⁸

Cet article a été introduit dans le cadre des délibérations au Parlement sur l'accord de solidarité visant à assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz entre la Suisse, l'Allemagne et l'Italie; il vise à permettre la préparation et la mise en œuvre de l'accord de solidarité. Les coûts des mesures en faveur des clients finaux doivent être supportés par ces derniers via la rémunération pour l'utilisation du réseau de transport. Cette disposition est intégrée dans la LApGaz et la LEne est modifiée en conséquence.

Remplacement d'une expression

Dans tout l'acte, « ElCom » est remplacé par « EnCom ».

Art. 30, al. 4, let. f

La modification est de nature purement terminologique : la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) est renommée Commission fédérale de l'énergie (EnCom).

4.2.2. Loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité⁵⁹

Remplacement d'une expression

Dans tout l'acte, « ElCom » est remplacé par « EnCom ».

Art. 8, al. 3

La modification est de nature purement terminologique : la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) est renommée Commission fédérale de l'énergie (EnCom).

Art. 8i⁶⁰

Cette disposition prévoit que les exploitants d'installations de transport par conduites auxquelles est raccordée une centrale de réserve doivent proposer à l'exploitant de celle-ci des conditions d'utilisation des conduites qui sont adaptées au recours à cette centrale de réserve. Elle devient obsolète car, dans le cadre de la LApGaz, des produits de capacité adéquats à court terme seront disponibles pour les grands consommateurs (produits de capacité d'une durée d'un jour ou d'une semaine). Elle ne sera abrogée

⁵⁷ RS 730.0

⁵⁸ Dans la version figurant à l'annexe de l'arrêté fédéral du 21 mars 2025 portant approbation et mise en œuvre de l'accord entre la Suisse, l'Allemagne et l'Italie sur des mesures de solidarité visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz (FF 2025 1116).

⁵⁹ RS 734.7

⁶⁰ Dans la version de la LApEl du 20 juin 2025 (RS 734.7 ; FF 2025 2036)

qu'après la constitution du responsable de la zone de marché, une fois que les produits de capacité à court terme seront disponibles.

Art. 17g, al. 4, let. f

Cette nouvelle disposition est introduite sur la base de l'art. 25, al. 3, LApGaz. Ensemble, ces deux normes de délégation garantissent que les fonctionnalités de la plateforme centrale (*datahub*) mise en place dans le domaine de l'électricité pourront un jour être également utilisées dans le domaine du gaz.

Art. 21, al. 1

En conséquence de l'élargissement du champ de compétence de l'EnCom, les membres de cette commission devront dorénavant être indépendants du secteur du gaz aussi.

Art. 22, al. 7

Le renvoi aux tâches assumées par l'EnCom dans le domaine de l'approvisionnement en gaz sert à la cohérence et à la clarté de l'ordre juridique.

4.2.2. Loi fédérale du 30 septembre 2022 sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique⁶¹

Remplacement d'une expression

Dans tout l'acte, « ElCom » est remplacé par « EnCom ».

Art. 2, al. 2, phrase introductive

La modification est de nature purement terminologique : la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) est renommée Commission fédérale de l'énergie (EnCom).

4.2.3. Loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites⁶²

Remplacement d'une expression

Dans tout l'acte, « ElCom » est remplacé par « EnCom ».

⁶¹ RS 734.91

⁶² RS 746.1

Art. 2, al. 5

Selon l'art. 2, al. 1, LITC, les installations de transport par conduites ne peuvent être mises en place ou modifiées que si les plans du projet ont été approuvés par l'autorité de surveillance. Cette réglementation vaut aussi pour des modifications mineures. Dans la pratique, il s'est avéré que celle-ci était trop rigide et qu'elle entraînait des retards indésirables tant dans la phase de planification que durant le processus d'autorisation.

L'*al. 5* introduit désormais la possibilité d'exempter de l'obligation d'approbation des plans les projets de travaux d'importance secondaire ou d'assouplir la procédure. Cette dérogation permet d'éviter qu'une procédure d'approbation des plans doive être menée pour de purs motifs formels. Tel est le cas lorsque le projet ne touche aucun intérêt digne de protection du point de vue de l'aménagement du territoire, de la protection de l'environnement, de la protection de la nature et du patrimoine ni aucun intérêt de tiers et qu'il ne requiert aucune autorisation ou approbation en vertu d'autres dispositions du droit fédéral. Les travaux de maintenance ou des modifications minimales d'installations existantes, par exemple, n'ont guère d'effet sur le territoire ou l'environnement. Les dispositions visant à assouplir la procédure doivent contribuer à simplifier la procédure d'approbation des plans pour certains projets ou à accélérer son exécution lorsque cela est objectivement justifié. Ainsi, il doit être possible de renoncer à consulter des services fédéraux ou à examiner certains faits si cela n'est pas absolument nécessaire. (En effet, dans les cas visés à l'art. 62a, al. 4, LOGA, l'autorité unique peut renoncer à consulter les services fédéraux.)

Le libellé de l'*al. 5* est identique à la disposition de l'art. 16, al. 7, de la loi du 24 juin 1902 sur les installations électriques⁶³. Le droit aéronautique et le droit ferroviaire contiennent également des dispositions prévoyant une dérogation à l'obligation d'approbation des plans pour les projets d'importance secondaire (cf. art. 28 de l'ordonnance du 23 novembre 1994 sur l'infrastructure aéronautique⁶⁴; art. 1a de l'ordonnance du 2 février 2000 sur la procédure d'approbation des plans des installations ferroviaires⁶⁵).

Art. 13

La LAPGaz règle de manière complète l'accès au réseau dans le cas de conduites servant à transporter du gaz. En ce qui concerne les conduites servant à transporter de l'huile minérale ou d'autres combustibles ou carburants liquides ou gazeux désignés par le Conseil fédéral (cf. art. 1, al. 1, LITC), l'obligation de transporter prévue à l'*art. 13* n'est pas pertinente dans la pratique. Le cas échéant, elle pourrait aussi être fondée sur le droit de la concurrence. Cette disposition est donc abrogée.

Art. 17

La modification de cet article est de nature rédactionnelle et se justifie par l'abrogation de l'art. 13 LITC. L'*al. 2* actuel est abrogé pour les raisons suivantes. Le Conseil

⁶³ RS 734.0

⁶⁴ RS 748.131.1

⁶⁵ RS 742.142.1

fédéral est chargé d'instituer les commissions extraparlimentaires et d'en nommer les membres (art. 57c, al. 2, LOGA). C'est à lui qu'il incombe de statuer sur la suppression de la commission chargée d'étudier les questions de sécurité des installations de transport par conduites. Or, depuis le début des années 1990, cette commission n'a plus été instituée. Lors du réexamen de la nécessité des commissions, le Conseil fédéral a décidé, à la fin de 2003, de supprimer la commission en question. De ce fait, celle-ci ne doit plus être mentionnée dans la LITC.

Art. 35, al. 2

Depuis l'entrée en vigueur de la LITC en 1964, le montant de la couverture de l'assurance-responsabilité civile est de dix millions de francs pour les conduites servant au transport des combustibles ou carburants liquides et de cinq millions de francs pour les conduites destinées au transport de combustibles ou carburants gazeux. Ces montants, qui seraient insuffisants en cas d'accident majeur, doivent être adaptés. Par souci de flexibilité, la compétence de fixer les sommes d'assurance doit revenir au Conseil fédéral. Celui-ci clarifiera avec la branche des assurances et les exploitants d'installations de transport par conduites quelles sommes doivent être assurées, respectivement quelles primes sont envisageables. À cet égard, il faudra considérer que les sommes ne doivent pas être si hautes que le paiement des primes ait un effet prohibitif pour l'exploitant (cf. message du 28 septembre 1962 du Conseil fédéral à l'Assemblée fédérale à l'appui d'un projet de loi concernant les installations de transport par conduites de combustibles ou carburants liquides ou gazeux⁶⁶).

Art. 42, al. 3

La possibilité de prévoir une procédure assouplie et des exceptions à l'obligation de faire approuver les plans doit aussi s'appliquer aux installations de transport par conduites placées sous la surveillance d'un canton. Une telle possibilité est conçue pour les cas de moindre importance. Pour des raisons de sécurité juridique, le Conseil fédéral précisera les situations dans lesquelles de telles dérogations s'imposent.

4.2.4. Loi du 19 juin 2015 sur l'infrastructure des marchés financiers⁶⁷

Remplacement d'une expression

La modification est de nature purement terminologique : la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) est renommée Commission fédérale de l'énergie (EnCom).

⁶⁶ FF 1962 II 788

⁶⁷ RS 958.1

4.2.5. Loi fédérale du 21 mars 2025 sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie⁶⁸

Remplacement d'une expression

Dans tout l'acte, « ElCom » est remplacé par « EnCom ».

Art. 4, al. 1

La modification est de nature purement terminologique : la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) est renommée Commission fédérale de l'énergie (EnCom).

5. Conséquences

5.1. Conséquences pour la Confédération

Quatorze postes seront nécessaires pour les années suivantes au cas où la loi entrerait en vigueur, soit 11 pour l'EnCom et 3 pour l'OFEN (cf. annexe A.2 du présent rapport explicatif). L'objectif est de couvrir complètement les coûts supplémentaires pour l'EnCom liés à l'entrée en vigueur de la loi par des émoluments et une taxe de surveillance (art. 39). Les postes destinés à l'OFEN ne sont pas financés par une taxe de surveillance et doivent être financés par le budget de la Confédération. Les postes supplémentaires n'auront aucune incidence sur les loyers. Grâce au travail mobile, aux formes de travail flexibles et au partage de postes de travail (*desk sharing*), les personnes engagées pourront utiliser les locaux existants et l'infrastructure déjà disponible.

Une mise en œuvre échelonnée de la LApGaz est prévue. Dans une première phase, après l'échéance du délai référendaire ou l'acceptation d'un éventuel référendum, les dispositions relatives à la transformation de l'ElCom en EnCom, à l'évaluation des installations du réseau existantes par l'EnCom, à la création du responsable de la zone de marché ainsi que celles relatives à la sécurité d'approvisionnement entreraient en vigueur. Dans une deuxième phase, alors que le responsable de la zone de marché devient opérationnel, le reste des dispositions entreraient en vigueur.

Pour la première phase, 6 postes supplémentaires sont nécessaires pour l'EnCom : il faudrait qu'une personne soit engagée 6 mois avant l'entrée en vigueur du deuxième groupe de dispositions, pour la planification et la préparation notamment des adaptations informatiques (infrastructure informatique pour la collecte des données) ainsi que pour le recrutement du personnel. Les trois postes pour l'OFEN seront requis dès la première phase. La personne engagée au poste de juriste dans un premier temps travaillerait sur la question des statuts du responsable de la zone de marché. Le poste lié à la plateforme centrale (*datahub*) et à l'information du public serait également nécessaire dès le début. En effet, il faudra élaborer les bases techniques complexes pour le secteur du gaz afin de créer de bonnes conditions-cadres et de les développer les années suivantes pour la numérisation du secteur du gaz. Le troisième poste, lié à

⁶⁸ RS ... (FF 2025 1102)

la dimension internationale, serait également nécessaire lors de la première phase puisque les dispositions régissant la sécurité d’approvisionnement seront en vigueur.

L’objectif est de couvrir complètement les coûts supplémentaires pour l’EnCom liés à l’entrée en vigueur de la loi (11 postes pour un montant d’environ 2,1 millions de francs, ainsi que des ressources matérielles d’environ 170 000 francs par an pour l’EnCom présentés à l’annexe A.3 du présent rapport explicatif) par des émoluments et une taxe de surveillance (art. 39). Les coûts seront prélevés auprès du responsable de la zone de marché et des gestionnaires de réseau. Le budget de la Confédération n’en sera ainsi pas affecté pour les postes de l’EnCom, mais les trois postes de l’OFEN seront financés par le budget de la Confédération.

5.2. Conséquences pour les cantons et les communes, ainsi que pour les centres urbains, les agglomérations et les régions de montagne

Les modifications légales proposées n’entraînent pas directement de conséquences notables pour les cantons, ceux-ci n’assumant actuellement pas de tâches importantes sur le marché gazier. La répartition des coûts pour les raccordements au réseau reste hors du champ d’application de la loi (art. 2, al. 2). Les cantons ont, de plus, un droit de préemption sur les actions du responsable de la zone de marché (art. 31, al. 2). Ils ont également le devoir de transmettre à l’OFEN et à l’EnCom les renseignements et documents nécessaires à l’exécution de la LApGaz (art. 38, al. 2).

La loi ne porte pas atteinte au droit des cantons et des communes d’octroyer des concessions, par exemple pour l’utilisation des terrains et des sols. De même, les responsabilités demeurent inchangées en ce qui concerne l’approbation des plans requise ou l’octroi d’autorisations nécessaires à la construction et à l’exploitation d’installations de transport par conduites (art. 2, al. 1, 41 et 42, al. 1, LITC). De plus, la disposition relative aux plans de développement du réseau (art. 5) n’interfère pas dans les compétences cantonales ou communales en matière d’aménagement du territoire. Les gestionnaires de réseau sont ainsi tenus de se conformer aux dispositions communales, cantonales ou fédérales applicables lorsqu’ils planifient le réseau. Les communes, en tant que propriétaires de certains gestionnaires de réseau de gaz, seront affectées par de possibles changements de revenu liés à l’encadrement des tarifs de monopole par la loi et à un accès simplifié au marché.

Comme les conduites de gaz sont principalement installées dans les zones densément peuplées, les régions de montagne ne sont guère concernées par la LApGaz.

5.3. Conséquences économiques

Pour les consommateurs de gaz, les conséquences économiques sont articulés en trois thèmes :

Approvisionnement en gaz économiquement optimal: gain net pour les consommateurs de gaz. Les coûts supplémentaires sont la taxe de surveillance qui couvrira les postes et les ressources matérielles pour l’EnCom. Son montant est estimé

à 0,01 ct./kWh, dans l'hypothèse d'une consommation annuelle de gaz en Suisse de 27 500 GWh (2023). Ce montant est très modéré et est à mettre en relation avec les gains liés à un accès simplifié au marché ainsi qu'au contrôle des tarifs de monopole par le régulateur, en l'occurrence l'EnCom. L'évaluation des installations du réseau par l'EnCom ainsi que le montant des profits autorisés pour les gestionnaires de réseau seront déterminants pour ce dernier point. Le montant estimé de la taxe de surveillance représente un plafond puisque l'EnCom financera une partie de ses activités par des émoluments perçus au travers de procédures de surveillance et qui pourraient couvrir jusqu'à 60 % de ses coûts. En outre, dans le contexte de possibles désaffectations de conduites de gaz, le régulateur aura un rôle à jouer dans le contrôle des amortissements extraordinaires qui sont imputables au réseau pour éviter au mieux des sauts de tarifs pour les consommateurs dans de tels cas. La constitution du responsable de la zone de marché occasionnera des coûts d'exploitation annuels à hauteur maximale d'environ 11 millions de francs par an, ou 0,04 ct./kWh (CAPEX, 3 millions de francs par an, OPEX, 8 millions de francs par an)⁶⁹. Une partie de ces coûts ne représente toutefois pas des surcoûts pour les consommateurs finaux, car certaines tâches incluses dans ces montants seront assurées par le responsable de la zone de marché en lieu et place des gestionnaires de réseau de transport qui en sont actuellement chargés et qui les incluent dans leurs coûts de réseau. Les gains d'efficacité liés à la gestion de l'équilibrage par le responsable de la zone de marché dans la seule et unique zone d'équilibrage que comptera la Suisse seront conséquents. Les gains liés à l'ouverture du marché avaient été estimés par une étude mandatée par l'OFEN en 2016⁷⁰.

Approvisionnement en gaz fiable: coûts supplémentaires modérés pour les consommateurs de gaz. Les mesures pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement en gaz introduites par la LApGaz sont similaires aux mesures de l'ordonnance du 18 mai 2022 sur la garantie des capacités de livraison en cas de pénurie grave de gaz naturel⁷¹. Les coûts supplémentaires qui ont été facturés par les sociétés régionales à la suite de leurs obligations liées à l'ordonnance précitée peuvent être ainsi pris à titre d'exemple. Le surplus tarifaire pour la saison hivernale 2024/2025 a varié de 0 à 0,52 ct./kWh en fonction des sociétés régionales⁷². Ce montant couvre l'obligation pour les sociétés régionales de garantir qu'une quantité de gaz naturel correspondant à au moins 15 % de la consommation annuelle moyenne de la Suisse soit stocké dans les pays voisins. Puisque stocker des quantités de gaz dans les pays voisins faisait

⁶⁹ Cf. Étude sur mandat de l'OFEN « *GasVG: MGW und Versorgungsaufgaben. Aufgaben, Governance und Kapitalisierung eines Marktgebietsverantwortlichen für das Schweizer Gastransportnetz* », Swiss Economics/Winkler Energy & Logistics Consulting GmbH, novembre 2023, p. 54 et tableau 9, p. 57, colonne « IMP activ » (en allemand avec résumé en français) ; consultable sous www.bfe.admin.ch > Approvisionnement > Approvisionnement en gaz > Loi sur l'approvisionnement en gaz > Documents > Etudes de base sur le marché du gaz.

⁷⁰ « *Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarktes* », juin 2016, Infrac et Frontier Economics sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (étude sur les différentes manières possibles d'ouvrir le marché suisse du gaz, en allemand avec résumé en français) ; consultable sous www.bfe.admin.ch > Approvisionnement > Approvisionnement en gaz > Loi sur l'approvisionnement en gaz > Documents > Etudes de base sur le marché du gaz.

⁷¹ RS 531.82

⁷² Tarif de rétribution pour l'accès au réseau à haute pression 2024/2025 incl. taxe pour la garantie ; consultable sous www.ksdl-erdgas.ch > Téléchargements > Tarif de rétribution.

partie de la structure de l’approvisionnement de certaines sociétés régionales, les coûts supplémentaires pour ce faire étaient très faibles ou inexistantes pour les sociétés en question.

Approvisionnement en gaz respectueux de l’environnement : l’introduction de plans de développement du réseau en complément de la possibilité d’imputer des amortissements extraordinaires aux coûts du réseau sur la base de ceux-ci permettra une répartition équitable des coûts de désaffectation du réseau entre les consommateurs de gaz. Les consommateurs avec moins de possibilités de substituer le gaz par un autre vecteur énergétique n’auront pas à supporter une part disproportionnée des coûts de désaffectation du réseau.

Sur le plan macroéconomique, les effets du projet de loi sur l’emploi restent minimales en raison de la faible proportion des personnes travaillant dans le secteur gazier par rapport à l’emploi total (environ 1720 personnes ou quelque 0,03 % de l’emploi total en Suisse). L’amélioration de la compétitivité pour les consommateurs finaux concernés devrait tendre à influencer positivement le produit intérieur brut.

5.4. Conséquences sociales

Le renforcement de la sécurité d’approvisionnement a un impact positif pour la société. Aucune autre conséquence n’est attendue.

5.5. Conséquences environnementales

Le projet de loi contient des instruments qui favorisent la coordination avec les systèmes d’approvisionnement alternatifs pour assurer la sécurité de l’approvisionnement en chaleur (art. 5). Comme la production indigène de gaz est relativement limitée, l’injection de biométhane indigène représentant environ 1,5 % de la consommation, et que la demande suffit aujourd’hui à écouler le biométhane produit en Suisse, l’accès au marché n’affectera guère directement la production. D’autres lois, comme la loi sur le CO₂ ou la loi sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l’innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI)⁷³, ont pour objectif l’encouragement de l’injection de gaz renouvelable.

6. Aspects juridiques

6.1. Constitutionnalité

Bases légales

Le projet de loi se fonde principalement sur l’art. 91, al. 2, Cst. Cette disposition confère à la Confédération une compétence exhaustive de légiférer sur les installations de transport par conduites de combustible ou de carburant liquides ou gazeux. Cette

⁷³ RS 814.310

compétence couvre aussi bien les installations de transport par conduites placées sous la surveillance de la Confédération que celles dont la surveillance relève des cantons (art. 41 ss LITC) et octroie dans une large mesure à la Confédération les mêmes compétences pour le marché du gaz que celles dont elle dispose pour le marché de l'électricité en vertu de l'art. 91, al. 1, Cst. Ainsi, la Confédération peut non seulement édicter les exigences techniques en matière de sécurité prévues par la LITC, mais également réguler le marché. Elle peut en particulier réglementer l'accès au réseau et la rémunération due à ce titre. En outre, la Confédération peut édicter des dispositions visant l'organisation et l'activité des entreprises d'approvisionnement en gaz. La constitution du responsable de la zone de marché (art. 30) et l'introduction du système « entrée-sortie » (art. 17) reposent sur ces dispositions. Les bases constitutionnelles relatives à la politique en matière de concurrence (art. 96 Cst.) et l'article sur la protection des consommateurs et des consommatrices (art. 97, al. 1, Cst.) sont également pertinentes pour ces mesures de régulation de marché.

S'appuyant sur l'art. 91, al. 2, Cst. en relation avec l'art. 102 Cst., la Confédération peut aussi prendre des mesures visant à assurer la sécurité d'approvisionnement. De telles mesures sont prévues dans les prescriptions portant sur le stockage de gaz dans des installations de stockage durant le semestre d'hiver (art. 10) et les autres mesures pour assurer l'approvisionnement (art. 13). Dans ce contexte, il convient également de mentionner la possibilité, prévue à l'art. 14, de financer des tâches que le responsable de la zone de marché assume dans le cadre de l'approvisionnement économique du pays.

Les prescriptions relatives aux plans de développement du réseau (art. 5) peuvent également se fonder sur l'article régissant l'environnement (art. 74 Cst.) puisque ces plans jouent un rôle majeur dans la décarbonation de l'approvisionnement énergétique.

Compatibilité avec les droits fondamentaux

Le projet de loi restreint deux droits fondamentaux : la garantie de la propriété (art. 26 Cst.) et la liberté économique (art. 27 Cst.). Cette restriction est admissible à condition de reposer sur une base légale formelle, d'être justifiée par un intérêt public, d'être proportionnée et de ne pas violer l'essence des droits fondamentaux (art. 36 Cst.).

L'atteinte à ces deux droits fondamentaux est en particulier liée aux obligations imposées aux gestionnaires de réseau (octroi de l'accès au réseau, fixation des tarifs d'utilisation du réseau, etc.). La constitution du responsable de la zone de marché (art. 30) représente une atteinte relativement importante, car l'ensemble des capacités du réseau de transport lui est confié en quelque sorte à titre fiduciaire. Parmi les autres atteintes à ces droits fondamentaux figurent les dispositions relatives à la séparation des activités (art. 6), au stockage de gaz (art. 10) et à la gestion des réservoirs sphériques ou en conduites (art. 29).

Le niveau normatif requis est garanti par le projet de loi fédérale. Par ailleurs, toute atteinte aux droits fondamentaux est justifiée par un intérêt public. Les obligations imposées aux gestionnaires de réseau s'inspirent largement de la législation sur l'approvisionnement en électricité et sont indispensables pour un approvisionnement

en gaz organisé de manière concurrentielle, efficace et fiable. Le fait que la gestion du réseau de transport soit transférée au responsable de la zone de marché se justifie par l'introduction de la zone d'équilibrage suisse et du système « entrée-sortie ». Ces deux éléments, indispensables à la mise en œuvre d'une organisation de marché, ne peuvent pas être réalisés sans une instance centrale. Les dispositions relatives à la séparation des activités sont nécessaires pour empêcher que des financements croisés faussent la concurrence et pour assurer la transparence des coûts. Dans le même temps, ces dispositions, en particulier celles qui assurent l'indépendance du responsable de la zone de marché, favorisent une utilisation non discriminatoire du réseau et, donc, la concurrence dans le secteur de l'énergie. L'obligation de stocker du gaz dans des installations de stockage pendant le semestre d'hiver est une mesure au service de la sécurité d'approvisionnement. Les dispositions relatives à l'exploitation des réservoirs sphériques ou en conduites servent la stabilité du système, notamment les droits d'accès accordés au responsable de la zone de marché dans le cadre de la gestion de l'équilibrage (art. 29, al. 3, let. b).

Les restrictions prévues des droits fondamentaux sont proportionnées : elles sont nécessaires et adéquates pour assurer un approvisionnement en gaz fiable, économiquement optimal et aussi respectueux que possible de l'environnement. Elles s'en tiennent aux mesures nécessaires pour réaliser les objectifs fixés. En outre, elles ne portent pas atteinte à l'essence des droits fondamentaux précités. Il convient de souligner en particulier que les gestionnaires de réseau peuvent continuer à réaliser un bénéfice d'exploitation approprié malgré les obligations qui leur sont imposées (art. 20, al. 3, 2^e phrase).

En ce qui concerne la proportionnalité, notons les points suivants en lien avec les différentes restrictions des droits fondamentaux :

- Les prescriptions relatives à la séparation des activités se limitent à l'essentiel, notamment en comparaison avec le droit européen. Le responsable de la zone de marché, qui doit être établi par les propriétaires du réseau de transport (art. 30, al. 1), est la solution retenue parce qu'elle est moins intrusive pour les entreprises concernées que l'institution d'une société de réseau de transport complètement séparée d'activités liées au commerce de gaz, qui constitue la norme dans le droit de l'UE (art. 60 ss de la directive (UE) 2024/1788). La propriété du réseau de transport, en particulier, n'est pas transférée. Cela diffère de la réglementation définie à l'époque dans la LApEl pour la société nationale chargée du réseau de transport d'électricité Swissgrid SA (art. 18, al. 1, et 33 LApEl). Les parts de valeurs respectives des différentes entreprises sont préservées par le fait que chacune participe au capital du responsable de la zone de marché à hauteur de la valeur des installations du réseau qui lui appartient.
- L'obligation de stocker certaines quantités de gaz dans des installations de stockage ne s'applique que si elle apparaît nécessaire pour parer aux situations d'approvisionnement critiques. De plus, les quantités destinées au stockage peuvent être redimensionnées d'année en année (art. 10, al. 2 et 3).
- En ce qui concerne la réglementation relative à l'utilisation des réservoirs sphériques ou en conduites, elle se distingue par le fait qu'elle offre aux

gestionnaires le choix entre deux modèles d'exploitation (art. 29, al. 1). Si les gestionnaires décident de ne pas utiliser leur installation de stockage sur le marché, ils bénéficient pratiquement d'une garantie d'exploitation, car les coûts sont en principe imputables en tant que coûts de réseau (art. 29, al. 3, let. d). En ce qui concerne les installations de stockage, il convient également de noter que l'EnCom peut prévoir, sur demande du responsable de la zone de marché, que les réservoirs en conduites ou sphériques raccordés au réseau de transport doivent être utilisés pour soutenir la gestion de l'équilibrage, et ce indépendamment du modèle d'exploitation choisi à l'origine par leur gestionnaire (art. 29, al. 4). Le libellé de la disposition précise qu'une telle intervention constitue une solution de dernier recours (« pour autant que cela soit indispensable à la gestion de l'équilibrage ») ; elle peut en principe être contestée par les voies de droit et sa portée est atténuée pour le propriétaire de l'installation de stockage dans la mesure où le responsable de la zone de marché doit rémunérer de façon appropriée le recours à l'installation de stockage (art. 29, al. 3, let. c).

En conséquence, les restrictions des droits fondamentaux découlant de la LAPGaz sont admissibles. L'égalité devant la loi (art. 8, al. 1, Cst.) est, elle aussi, préservée en l'occurrence.

Relation avec le droit cantonal

La compétence visée à l'art. 91, al. 2, Cst. constitue une compétence fédérale à effet dérogatoire différé. Dans la LAPGaz, la Confédération fait usage de cette compétence en réglementant l'accès au réseau (art. 16) et la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 18 à 20), en établissant la séparation des activités (art. 6) et en chargeant le futur responsable de la zone de marché de gérer les capacités du réseau de transport (art. 17, al. 2). Là où le législateur fédéral ne fait pas usage de ses compétences législatives, par exemple pour réglementer la prise en charge des coûts du raccordement au réseau (art. 2, al. 2), les éventuelles prescriptions cantonales et communales restent en vigueur.

6.2. Compatibilité avec les obligations internationales de la Suisse

Dans le droit régissant le commerce mondial, le gaz est considéré comme une marchandise ordinaire, indépendamment du fait qu'il est transporté par conduites. L'Accord instituant l'Organisation mondiale du commerce (OMC)⁷⁴ et l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT)⁷⁵ s'appliquent de ce fait. En outre, les tâches de l'approvisionnement en gaz présentant un caractère de service sont soumises à l'Accord général de l'OMC sur le commerce des services (AGCS)⁷⁶. La gestion des aides d'Etat, quant à elle, est régie par l'Accord de l'OMC sur les subventions et les mesures compensatoires (Accord SMC)⁷⁷. Abstraction faite de ces

⁷⁴ RS **0.632.20**

⁷⁵ RS **0.632.21**

⁷⁶ RS **0.632.20**, annexe 1B

⁷⁷ RS **0.632.20**, annexe 1A.13

dispositions relevant du droit du commerce mondial, il faut aussi, dans les relations avec l'UE et les États de l'AELE, prendre en compte l'Accord de libre-échange de 1972 entre la Suisse et l'UE⁷⁸ ainsi que la convention de 1960 instituant l'AELE⁷⁹. Le projet de loi tient compte de ces obligations internationales. Le droit au libre choix du fournisseur qu'il prévoit, en particulier, correspond à l'esprit du droit du commerce international.

6.3. Forme de l'acte à adopter

Le projet contient d'importantes dispositions législatives qui requièrent, conformément à l'art. 164, al. 1, Cst., la forme d'une loi fédérale. Telle qu'elle est prévue, la LApGaz doit être édictée dans le cadre de la législation ordinaire.

6.4. Frein aux dépenses

Le projet de loi n'est pas soumis au frein aux dépenses visé à l'art. 159, al. 3, let. b, Cst. Il ne confère pas de droit à des subventions ni ne contient de fondement pour la création de crédits d'engagement ou de plafonds de dépenses comportant de nouvelles dépenses uniques supérieures à 20 millions de francs ou de nouvelles dépenses périodiques supérieures à 2 millions de francs. Les coûts supplémentaires pour l'EnCom liés à l'entrée en vigueur de la loi seront intégralement couverts par des émoluments et une taxe de surveillance (art. 39). Les charges de la Confédération pour les postes à l'OFEN s'élèveront à moins de 2 millions de francs par an.

6.5. Délégation de compétences législatives

Les compétences législatives déléguées au Conseil fédéral se limitent à un objet réglementaire déterminé ; leur contenu, leur but et leur étendue sont suffisamment précis. Trois normes de délégation laissent au Conseil fédéral une marge de manœuvre relativement importante.

La première norme de délégation concerne des zones de desserte isolées au Tessin et dans la région de Kreuzlingen (art. 33, al. 4, et 2, al. 5). La marge de manœuvre prévue est nécessaire pour que le Conseil fédéral puisse prévoir des solutions adaptées à la superficie et aux aspects techniques du raccordement au réseau de ces zones isolées, notamment en ce qui concerne les modalités de la gestion de l'équilibrage et la gestion des capacités du point d'interconnexion transfrontalier de Bizzarone, au Tessin.

La deuxième norme de délégation concerne les mesures visant à assurer la sécurité d'approvisionnement, qui laissent une certaine liberté quant à leur mise en œuvre.

⁷⁸ Accord du 22 juillet 1972 entre la Confédération suisse et la Communauté économique européenne ; RS **0.632.401**

⁷⁹ Convention du 4 janvier 1960 instituant l'Association Européenne de Libre-Échange (AELE) ; RS **0.632.31**

D'une part, les quantités de gaz destinées au stockage visées à l'art. 10 dépendent de la situation réelle en matière d'approvisionnement et de son évolution probable. Or, on ne peut prévoir à l'avance si une telle obligation sera nécessaire ou si, en fonction de la situation, on pourra y renoncer. D'autre part, l'EnCom peut exiger des entreprises concernées, sur la base de l'art. 13, qu'elles acquièrent des droits d'achat de gaz et des capacités de transport transfrontalières. Il n'est pas possible de prévoir à l'avance, dans le cas de ces deux instruments également, s'ils seront nécessaires, et si oui, dans quelle ampleur et à quelles périodes.

La troisième norme de délégation, relativement étendue elle aussi, concerne les tarifs d'utilisation du réseau. La loi se limite à énoncer le principe de causalité et laisse au législateur la liberté de compléter ce cadre par d'autres principes tarifaires. Il en va de même dans la législation sur l'approvisionnement en électricité (cf. art. 14, al. 3, LApEl) ; les détails ne sont énoncés qu'au niveau de l'ordonnance.

De façon analogue à ce qui existe dans le droit régissant l'approvisionnement en électricité, le Conseil fédéral peut en outre préciser les prescriptions sur les coûts de réseau imputables, notamment en ce qui concerne le bénéfice approprié. Par ailleurs, il peut prévoir des prescriptions supplémentaires en ce qui concerne l'indépendance du responsable de la zone de marché, même si elles sont déjà mentionnées dans leurs grandes lignes dans le texte de loi (art. 31, al. 3). D'autres normes de délégation concernent le détail des plans de développement du réseau (art. 5, al. 3), les exigences applicables aux installations de mesure (art. 23, al. 3) ainsi que l'utilisation éventuelle de la plateforme centrale (*datahub*) dans le cadre de l'approvisionnement en gaz (art. 25, al. 3). Enfin, le Conseil fédéral désigne les différents objets soumis aux obligations de publication visées à l'art. 36. Ces normes de délégation allègent le texte de la loi en évitant des dispositions d'un degré de concrétisation trop élevé et permettent d'adapter rapidement les prescriptions en fonction de l'évolution de la situation et des avancées technologiques.

6.6. Protection des données

Sur le plan de la législation sur la protection des données, il n'existe pas de différences fondamentales entre la LApGaz et la LApEl. Les données personnelles et les données des personnes morales traitées sont principalement liées aux systèmes de mesure, lesquels sont du ressort des gestionnaires de réseau (art. 23, al. 1) ou du gestionnaire d'installations de mesure évoluant sur le marché libre (art. 23, al. 2). L'art. 25, al. 4, s'applique aux données de mesure et données de base, un cadre légal uniforme à l'échelle de la Suisse est ainsi assuré, y compris pour les entreprises d'approvisionnement en gaz constituées en vertu du droit cantonal (cf. la réglementation analogue à l'art. 17c LApEl).

Sur la base de l'art. 23, al. 3, let. c et e, le Conseil fédéral peut édicter des dispositions spécifiques à l'accès aux propres données de mesure et aux exigences en matière de sécurité des données applicables aux systèmes de mesure (cf. à cet effet les art. 8, al. 3, et 28 s. LPD).

Comme dans l’approvisionnement en électricité (art. 17f, al. 1, LApEl), les acteurs du secteur du gaz concernés s’échangent les données de mesure dans le cadre des processus d’information visés à l’art. 25, al. 1, dans la mesure où cela est nécessaire au bon fonctionnement de l’approvisionnement en gaz. On entend par *bon fonctionnement*, en particulier, le fait que la stabilité du système et l’exploitation du réseau soient assurées, de même que les livraisons de gaz. Les acteurs du secteur du gaz évoqués plus haut sont, outre les gestionnaires de réseau, le responsable de la zone de marché, les groupes-bilan, les fournisseurs et les gestionnaires chargés d’installer le système de mesure visés à l’art. 23, al. 2. L’échange de données se fait principalement sous une forme agrégée. C’est le cas notamment dans le cas de l’équilibrage (cf. art. 26). Une transmission de données se rapportant à des personnes est requise uniquement à des fins de facturation (cf. art. 7). Les modalités des processus d’information peuvent être réglées par voie d’ordonnance, sur la base de l’art. 25, al. 2. Le Conseil fédéral peut prévoir que la plateforme centrale (*datahub*) réglementée dans le cadre des art. 17g à 17j LApEl soit utilisée pour ces processus.

Comme cela est le cas avec la LApEl, des données sensibles (art. 5, let. c, ch. 5, LPD) seront traitées uniquement lors d’éventuelles procédures pénales administratives de l’OFEN visées à l’art. 41. Selon l’étude de risque préalable réalisée en vertu de l’art. 22 LPD pour déceler un éventuel impact relatif à la protection des données personnelles, le projet de loi n’implique pas de risque élevé pour les droits fondamentaux des personnes concernées dans le cadre du traitement de données personnelles.

A.1 Conditions nécessaires selon l'OCDE pour permettre la concurrence sur le marché du gaz

Selon l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), les conditions suivantes notamment, doivent être réunies pour permettre la concurrence sur le marché du gaz :

1. mettre en œuvre un régime de réglementation garantissant l'accès aux segments non concurrentiels, en particulier au réseau de gazoducs ;
2. laisser le choix aux consommateurs ;
3. disposer d'un mécanisme permettant de répartir la capacité lorsqu'elle est limitée ;
4. confier les décisions réglementaires à une instance indépendante et spécialisée ;
5. séparer les segments non soumis à la concurrence (en premier lieu l'exploitation du réseau) des segments concurrentiels (en premier lieu la production, le négoce et la distribution).

A.2 Présentation détaillée des nouveaux postes

Besoins financiers et hypothèses, quantités attendues

Répartition des types de charges — équivalents plein-temps (EPT) EnCom

Types de charges	EPT
Observation de la sécurité d'approvisionnement et du recours aux quantités destinées au stockage pendant le semestre d'hiver, surveillance de la planification et de l'exploitation du réseau	1
Cybersurveillance dans le domaine du gaz	1
Coordination avec l'étranger	1
Accès au réseau, choix du fournisseur, évaluation des contrats-types des gestionnaires de réseau, contrôle de la séparation des activités	1
Évaluation des installations du réseau, réglementation des tarifs d'utilisation du réseau	4
Contrôle de l'attribution des installations de stockage, surveillance de la planification et de l'exploitation du réseau	1
Surveillance du responsable de la zone de marché ou de l'entité appelée à gérer le réseau de transport du gaz	1
Réglementation des capacités de transport et de la gestion des groupes-bilan	1
Total	11

Les tâches à accomplir dans le secteur du gaz sont similaires à celles qui relèvent du domaine de l'électricité. Dans le secteur du gaz, les tâches de l'EnCom seront les suivantes :

- Maintien de la sécurité d'approvisionnement : observation de la situation en matière d'approvisionnement et, le cas échéant, propositions au Conseil fédéral, interfaces avec l'organisation d'intervention en cas de crise (OIC) ;
- Coordination avec l'étranger ;
- Surveillance de la planification et de l'exploitation du réseau : par exemple collecte de chiffres-clés en matière de qualité, vérification des plans de développement du réseau ;
- Application de la loi au niveau des systèmes de mesure : nombreuses questions en lien avec la mise en œuvre concrète de la mesure (Quel appareil de mesure est nécessaire à quel endroit ? Qui a accès aux données de mesure à quel moment, et comment ? etc.) et avec les tarifs de mesure ;
- Litiges concernant les raccordements au réseau : qui doit être raccordé au réseau de gaz, et quels coûts le bénéficiaire du raccordement assume-t-il à cet égard ? ;
- Litiges concernant le libre choix du fournisseur/l'accès au réseau ;
- Contrôle des tarifs d'utilisation du réseau pour le réseau de transport et le réseau de distribution : cette tâche est très complexe. Il s'agit notamment de contrôler les coûts de réseau imputables, entre autres pour les installations désaffectées, la répercussion des coûts, les amortissements et les intérêts ;
- Contrôle de l'utilisation des ressources issues du fonds d'investissement conformément au règlement amiable passé avec le Surveillant des prix ;
- Évaluation des contrats-types d'injection et de soutirage des gestionnaires de réseau ;
- Réglementation de l'utilisation des capacités du réseau de transport (différents produits, commercialisation des capacités qui ne répondent plus à un besoin, etc.) ;
- Surveillance du responsable de la zone de marché/de l'entité appelée à gérer le réseau de transport du gaz (organisation/indépendance, financement/coûts occasionnés, exécution des tâches, etc.) ;
- Contrôle de la gestion de l'équilibrage ;
- Contrôle de l'attribution des quantités de stockage au marché ou au réseau et du recours au stockage ;
- Contrôle de la séparation des activités ;
- Surveillance de la cybersécurité : examen des mesures prescrites en matière de cybersécurité, conception des standards minimaux et des processus, suivi de la mise en œuvre des directives réglementaires au sein de la branche.

Répartition des types de charges — équivalents plein-temps (EPT) OFEN

Types de charges	EPT
Information du public, plateforme centrale (<i>datahub</i>), cybersécurité	1
Procédure pénale administrative, approbation des statuts du responsable de la zone de marché	1
Sécurité d’approvisionnement : accords internationaux, coordination avec l’EnCom	1

A.3 Ressources de l’EnCom

Concerne	Coûts uniques en CHF	Coûts récurrents en CHF
Infrastructure TI destinée à la collecte et au traitement des données, en particulier pour la facturation annuelle et la comptabilité analytique et pour les plans de développement du réseau	700 000	70 000
Autres charges d’exploitation, en particulier charges informatiques ou administratives supplémentaires (p. ex. manifestations, communication, outils, etc.)	100 000	100 000
Total	800 000	170 000

Justification

Pour ce qui est de l’EnCom, il faut compter des charges uniques de 700 000 francs et des charges récurrentes de 70 000 francs par an. Ces moyens sont nécessaires pour l’infrastructure de technologie de l’information (TI) destinée à la collecte et au traitement des données devant être remises à l’EnCom, en particulier pour la facturation annuelle et la comptabilité analytique, pour les plans de développement du réseau. Les montants cités incluent les coûts pour le matériel informatique (notamment les serveurs) ainsi que les coûts de logiciels.

Pour les autres charges d’exploitation, en particulier pour les charges informatiques ou administratives supplémentaires (p. ex. manifestations, communication, outils, etc.), il faut compter des coûts uniques à hauteur de 100 000 francs et des coûts récurrents également à hauteur de 100 000 francs par an.