



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Loi sur l’approvisionnement en gaz

Rapport explicatif concernant le projet de loi mis en consultation

Septembre 2019

Condensé

Le marché du gaz suisse n'est réglé que de façon rudimentaire dans la loi sur les installations de transport par conduites (LITC). Il est en outre difficile de faire évoluer les conditions d'accès au réseau, qui relèvent du droit privé, convenues entre l'industrie et l'économie gazière (convention de branche). Par ailleurs, une enquête est actuellement menée par la Commission de la concurrence. Une réglementation de l'accès au réseau par une loi spéciale – la nouvelle loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz) – est donc nécessaire pour instaurer la sécurité juridique requise.

Contexte et nécessité d'agir

La LITC, qui remonte à 1963, ne prévoit, en ce qui concerne le marché du gaz, qu'une obligation de transporter: en vertu de celle-ci, 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.

Le développement du marché intérieur du gaz au sein de l'Union européenne (UE), à partir des années 1990, a suscité l'intérêt d'entreprises industrielles et de négociants d'une certaine importance, qui ont souhaité acheter du gaz sur les marchés de gros européens, puis l'importer eux-mêmes en Suisse et le transporter au lieu de consommation. En raison de l'insécurité juridique qui prévalait sur les nombreux détails à régler dans le cadre de l'obligation de transporter, une convention de branche relative à l'accès au réseau a été conclue en 2012 entre la branche gazière et deux associations de grands clients industriels. La convention octroie l'accès au réseau pour les livraisons de gaz à de grands clients industriels, mais ne prévoit aucun droit au libre choix du fournisseur pour les autres consommateurs finaux. En 2017, la COMCO a mené une enquête préalable sur la branche du gaz pour rechercher d'éventuels indices de pratiques abusives des gestionnaires de réseau. Fin janvier 2019, la COMCO a finalement ouvert une enquête. L'OFEN a également été sollicité à plusieurs reprises afin qu'il définisse les conditions applicables au transport. Il règne donc une insécurité juridique considérable, que ce projet de loi entend dissiper.

Teneur du projet de loi

Après examen des avantages et des inconvénients d'une ouverture complète du marché, le Conseil fédéral prévoit d'ouvrir le marché du gaz aux consommateurs finaux dont la consommation annuelle atteint au moins 100 mégawattheures (MWh), un seuil qui est déjà appliqué dans le domaine de l'électricité. Une Commission de l'énergie (l'actuelle «Commission de l'électricité») surveillera le monopole naturel des gestionnaires de réseau via une rémunération pour l'utilisation du réseau, un instrument de régulation qui a fait ses preuves dans le droit de l'approvisionnement

en électricité. Un modèle d'injection et de soutirage (modèle «entrée-sortie») valable sur l'ensemble du territoire suisse règlera l'accès au réseau. À l'avenir, les fournisseurs n'auront plus que deux contrats à conclure pour réserver des capacités de réseau entre la frontière et le lieu de consommation, et n'auront plus besoin de fixer d'itinéraire de transport concret. Par ailleurs, il n'existera plus qu'une zone-bilan pour la Suisse. Un responsable de la zone de marché indépendant à instituer sera chargé d'octroyer les capacités de transport et de gérer cette zone-bilan. La LApGaz définit également les conditions permettant de maintenir un approvisionnement fiable en gaz et, partant, de renforcer la sécurité de l'approvisionnement. En effet, elle crée une réglementation se rapprochant de celles des pays voisins et de celle de l'Union européenne, simplifie l'accès aux marchés de gros des pays voisins et définit les tâches et les responsabilités incombant aux différents acteurs du marché.

Conséquences

Des répercussions positives sur l'économie nationale sont attendues de la nouvelle loi. Les entreprises locales d'approvisionnement en énergie, qui gèrent souvent à la fois le réseau de gaz et le réseau d'électricité, pourront s'organiser sur la base de réglementations similaires dans ces deux domaines, puisque ceux-ci seront soumis à la même autorité de régulation.

Les conséquences environnementales devraient être minimales, car les émissions de CO₂ liées à la consommation de gaz dépendent beaucoup plus de la législation dans le domaine climatique que d'une ouverture partielle du marché.

Table des matières

1. Contexte	6
1.1 Introduction	6
1.2 Nécessité d’agir et objectifs visés	7
1.2.1 Instaurer la sécurité juridique	7
1.2.2 Assurer un approvisionnement en gaz économiquement optimal	8
1.2.3 Préserver la sécurité de l’approvisionnement	10
1.3 Solutions étudiées et solution retenue	11
1.4. Relation avec le programme de la législature ainsi qu’avec les stratégies du Conseil fédéral	14
1.4.1 Relation avec le programme de la législature	14
1.4.2 Nouvelle politique de croissance, nouvelle politique énergétique et climatique	14
1.5 Classement d’interventions parlementaires	15
2 Comparaison avec le droit étranger, notamment européen	15
2.1 Principaux actes juridiques de l’UE	15
2.2 Compatibilité du projet avec le droit européen	17
3 Présentation du projet	18
3.1 Réglementation proposée	18
3.2 Adéquation des moyens requis	31
3.3 Mise en œuvre	31
4 Commentaire des dispositions	32
4.1 Loi sur l’approvisionnement en gaz	32
4.2 Modification d’autres actes	60
4.2.1 Loi du 30 septembre 2016 sur l’énergie	60
4.2.2 Loi du 23 mars 2007 sur l’approvisionnement en électricité	60
4.2.3 Loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites	61
4.2.4 Loi du 19 juin 2015 sur l’infrastructure des marchés financiers	63
5. Conséquences	63
5.1 Conséquences pour la Confédération	63
5.2 Conséquences pour les cantons et les communes	63
5.3 Conséquences économiques	64
5.4 Conséquences environnementales	66
6 Aspects juridiques	67
6.1 Constitutionnalité	67
6.2 Compatibilité avec les obligations internationales de la Suisse	69

6.3	Forme de l'acte à adopter	69
6.4	Frein aux dépenses	69
6.5	Délégation de compétences législatives	70
6.6	Protection des données	70

Rapport explicatif

1. Contexte

1.1 Introduction

Le marché suisse du gaz n'est aujourd'hui réglementé que de façon rudimentaire sur le plan légal. La loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites (LITC)¹ ne prévoit, en ce qui concerne le marché du gaz, qu'une obligation de transporter: conformément à l'art. 13, al. 1, LITC, 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. Pour le reste, le comportement des divers acteurs du marché est régi par les dispositions générales du droit de la concurrence, en particulier par la loi du 6 octobre 1995 sur les cartels (LCart)² et par les dispositions de la loi fédérale du 20 décembre 1985 concernant la surveillance des prix (LSPr)³.

En cas de différend, actuellement, conformément à l'art. 13, al. 2, LITC, soit l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) décide au cas par cas si une entreprise doit conclure un contrat et arrête les conditions contractuelles, soit la Commission de la concurrence (COMCO) peut imposer le droit d'acheminement en vertu du droit des cartels. Une compétence parallèle de la COMCO et de l'OFEN prévaut donc pour ce qui est de la résolution des litiges.

La LITC, entrée en vigueur en 1964, vise à réglementer la surveillance de la construction et de l'exploitation d'installations de transport par conduites. À cet égard, son art. 13 semble inadéquat. Il visait à éviter, d'une part, une utilisation abusive de la position monopolistique du propriétaire d'une installation et, d'autre part, la construction de conduites parallèles. Pendant des décennies, cet article n'a pas suscité de discussions. Le développement d'un marché intérieur du gaz au sein de l'Union européenne (UE), à partir des années 1990, a changé cette situation. Trois paquets de mesures relatifs au marché intérieur de l'énergie et les normes techniques qui s'y rapportent ont permis d'instaurer des marchés de gros liquides sur lesquels divers intervenants peuvent négocier le gaz également à court terme dans une branche qui reposait jusqu'alors sur des conventions de longue date entre un petit nombre d'acteurs. Ces développements ont porté à conséquence pour la Suisse: des entreprises industrielles et des négociants d'une certaine importance ont alors voulu acheter de plus grands volumes de gaz sur les marchés de gros européens, puis les importer eux-mêmes en Suisse et les transporter jusqu'au lieu de consommation.

Afin de définir de manière concrète les conditions d'accès au réseau, la branche gazière suisse a élaboré en 2003 une convention sur la coordination du transport de gaz. En 2008 toutefois, un acheteur de gaz industriel demanda à l'OFEN d'arrêter officiellement les conditions d'accès au réseau, en vertu de l'art. 13, al. 2, LITC, et il procédait parallèlement à une dénonciation auprès de la COMCO à ce sujet. En

1 RS 746.1

2 RS 251

3 RS 942.20

conséquence, la branche gazière et deux associations de grands clients industriels ont conclu, le 1^{er} octobre 2012, une convention relative à l'accès au réseau en tant que convention de branche⁴. Si cette convention établit les conditions de manière plus détaillée que la convention précédente, elle n'octroie pas (non plus) l'accès au réseau à tous les consommateurs finaux: la capacité de transport réservée doit être au moins de 150 mètres cubes normalisés à l'heure (Nm³/h) depuis le 1^{er} octobre 2015 (contre 200 Nm³/h auparavant), le gaz naturel doit être utilisé en premier lieu comme gaz de processus et l'utilisateur du réseau doit disposer d'un équipement de mesure de la courbe de charge muni d'un système de transmission des données à distance.

Depuis l'entrée en vigueur de la convention de branche en 2012, l'industrie et la branche gazière mènent des discussions en vue de son développement. Au point mort pendant quelque temps, les discussions portaient notamment sur une zone-bilan uniforme ou l'abaissement du seuil d'ouverture du marché, par exemple par la suppression de la disposition prévoyant que le gaz doit être principalement utilisé à des fins industrielles. Les discussions ont repris au début de 2019, mais il n'y a pas encore de résultats visibles.

1.2 Nécessité d'agir et objectifs visés

1.2.1 Instaurer la sécurité juridique

La branche du gaz a soumis la convention de branche à la COMCO aux fins d'enquête préalable. Dans son rapport final du 16 décembre 2013⁵ sur la convention de branche, la COMCO a certes renoncé à engager une enquête, mais elle s'est explicitement réservé le droit de procéder à un examen au cas par cas pouvant déboucher sur des sanctions. En 2017, le Secrétariat de la COMCO a ouvert des enquêtes préalables dans le domaine du gaz naturel pour examiner si des éléments révélaient des pratiques abusives de gestionnaires de réseau au sens de l'art. 7 LCart. Le 31 janvier 2019, la COMCO a communiqué que, dans le cadre de l'une des enquêtes préalables, elle avait ouvert une enquête. Même si la décision de la COMCO ne s'appliquera qu'au cas d'espèce, elle devrait lancer un signal fort à l'ensemble de la branche. De ce fait, il règne une insécurité juridique considérable en ce qui concerne les conditions d'accès au réseau, d'autant que les décisions de la COMCO peuvent entraîner des sanctions. En outre, diverses demandes isolées ont été adressées à l'OFEN pour que les conditions de transport soient établies. Une réglementation sous forme de loi spéciale, telle qu'elle est prévue avec la présente loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz), doit supprimer cette insécurité juridique.

⁴ La convention de branche est disponible sous www.ksdl-erdgas.ch > Téléchargements > Convention d'accès au réseau pour le gaz naturel.

⁵ Droit et politique de la concurrence 2014/1, p. 110-146 (en allemand uniquement, avec résumé en français à la p. 35).

1.2.2

Assurer un approvisionnement en gaz économiquement optimal

Du point de vue macroéconomique, les réseaux de transport et de distribution présentent les caractéristiques d'un goulet d'étranglement monopolistique stable. De ce fait, les gestionnaires de réseau sont à même de prélever des rentes de monopole et/ou d'étendre leur puissance sur le marché à des marchés voisins, avec les effets négatifs qui s'ensuivent. Même si l'on dispose d'autres technologies pour produire de la chaleur ambiante et que, de ce fait, le gaz sera exposé dans ce domaine à une concurrence à moyen ou long terme, les propriétaires immobiliers dépendent, à tout le moins à court terme, de leur fournisseur local. S'agissant de la chaleur utilisée dans les processus industriels, la conversion à un autre agent énergétique, pour autant qu'elle soit possible, n'est souvent réalisable qu'au prix d'importants investissements. Dans son rapport final du 16 décembre 2013, la COMCO a constaté, au sujet des possibilités de substitution des clients, qu'en résumé, une large majorité de consommateurs finaux ne pourraient pas transférer leurs besoins en gaz naturel dans un délai raisonnable vers un autre agent énergétique. Quant à la question de la position sur le marché des gestionnaires de réseau, elle a conclu qu'eu égard au caractère de monopole naturel que présentent les installations de transport par conduites de gaz et au vu du manque d'alternatives s'offrant aux partenaires commerciaux, il y a lieu de considérer que les gestionnaires de réseau suisses qui fournissent des services de transport et de distribution de gaz naturel peuvent, dans leur zone de desserte, se comporter dans une large mesure indépendamment des autres acteurs du marché. Une réglementation du domaine du réseau est donc nécessaire et judicieuse.

Les domaines de l'approvisionnement en gaz ne sont pas tous des monopoles naturels. Le domaine monopolistique se limite à l'exploitation du réseau gazier. Dans les autres domaines (acquisition, négoce, distribution), une concurrence est possible. Pour que cette concurrence puisse s'exercer, il faut réglementer l'accès au réseau de manière à ce que le gestionnaire de réseau, indépendamment de sa position de monopole naturel, ne soit pas en mesure d'entraver la concurrence dans les autres domaines. C'est pourquoi l'accès au réseau doit être transparent et non discriminatoire, car il est nécessaire à l'acquisition et au négoce de même qu'à l'approvisionnement des consommateurs finaux qui sont libres de choisir leur fournisseur.

Selon les observations de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE)⁶, il faut réunir en particulier les conditions suivantes 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;

⁶ OCDE, Les tables rondes sur la politique de la concurrence, Promotion de la concurrence dans le secteur du gaz naturel, 2000

-
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).

Le premier paquet portant sur le marché intérieur⁷ a amorcé l'ouverture des marchés du gaz dans les pays membres de l'UE en 1998. Le deuxième⁸ et le troisième⁹ paquet sur le marché intérieur ont poursuivi cette ouverture du marché. Depuis le 1^{er} juillet 2007, le marché du gaz est ouvert pour tous les consommateurs finaux dans l'ensemble des pays membres de l'UE, à l'exception de quelques rares zones difficiles à raccorder au réseau européen. À la faveur de l'ouverture du marché, des marchés de gros (*hubs*) plus ou moins liquides se sont formés dans les pays voisins de la Suisse. Le *hub* allemand *Net Connect Germany (NCG)*, dans lequel opèrent les négociants de gaz destiné au marché suisse, revêt une importance particulière pour notre pays. En Allemagne, les deux zones de marché qui subsistent aujourd'hui, *NCG* et *Gaspool*, seront fusionnées en une seule zone de marché intégrée probablement le 1^{er} octobre 2021. En France, les deux zones d'échange (zones-bilan) qui perduraient se sont regroupées le 1^{er} novembre 2018 pour former un seul point d'échange du gaz, le PEG, et former ainsi une zone de marché unique du gaz appelée *Trading Region France (TRF)*, constituant une place de marché attractive supplémentaire pour les fournisseurs suisses.

La création du marché intérieur du gaz dans l'UE a impliqué que les règles régissant le transport de gaz soient largement uniformisées entre les États membres. À cet effet, cinq codes de réseau ont en particulier été adoptés (cf. chap. 2.1). L'Agence internationale de l'énergie (AIE) recommande à la Suisse de s'aligner largement sur les normes de l'UE pour élaborer la nouvelle loi et de nommer un régulateur indépendant fort.¹⁰

L'élaboration de la LAPGaz est donc fondée, non seulement sur la convention de branche de droit privé et la législation sur l'approvisionnement en électricité, mais aussi sur la volonté d'une compatibilité aussi grande que possible avec les règles de l'UE relatives au marché gazier. Or, ces trois dispositifs normatifs divergent sur un certain nombre de points, notamment le seuil d'ouverture du marché, les règles régissant l'ajustement ou la séparation des activités. Pour ces différents thèmes, il a fallu décider en fonction de la situation sur laquelle de ces bases se fonderait la

⁷ Directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel. JO L 204/1. n. 1.

⁸ Directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE, JO L 176. n. 57.

⁹ Directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE. JO L 211/94 du 14.8.2009; Règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005, JO L 211 du 14.8.2009, p. 36.

¹⁰ AIE, Energy Policies of IEA Countries: Switzerland, 2018 Review, p. 61

LApGaz, sans pour autant qu'un corpus de règles prévale fondamentalement sur les autres.

La convention de branche a déjà permis de franchir deux étapes vers l'ouverture du marché: dans un premier temps, le marché de l'énergie industrielle a été ouvert à partir d'une capacité de transport réservée de 200 Nm³/h. Dans un deuxième temps, le seuil requis a été abaissé à 150 Nm³/h. Ainsi, quelque 330 consommateurs finaux représentant environ 30% de l'énergie écoulee sur le marché suisse du gaz ont actuellement accès au marché. Mais seulement une douzaine de ces consommateurs font usage de leur droit de choisir un autre fournisseur de gaz que l'entreprise d'approvisionnement locale. Une concurrence effective ne semble pas s'instaurer dans les conditions actuelles d'accès au marché. L'ouverture partielle du marché désormais proposée en faveur des consommateurs finaux dont la consommation est d'au moins 100 MWh par site de consommation et par an donnera l'accès au marché à une part substantiellement plus importante de clients que ce n'est le cas avec le seuil actuellement fixé dans la convention de branche. Une ouverture complète du marché n'est pas proposée en raison des conditions-cadres qui prévalent sur le marché gazier suisse (marché relativement petit, diminution de l'importance du gaz naturel comme agent énergétique dans le domaine de la chaleur à l'avenir, cf. chap. 3.1 sur l'ouverture partielle du marché).

1.2.3 Préserver la sécurité de l'approvisionnement

L'approvisionnement en gaz entre dans la catégorie des infrastructures critiques¹¹. La Suisse importe pratiquement la totalité du gaz consommé dans le pays. La part du biogaz indigène dans la consommation ne s'élève qu'à 1% environ. Le gaz naturel est acheminé depuis divers pays par différents itinéraires. La conduite de gaz principale est le gazoduc de transit qui relie l'Allemagne et la France avec l'Italie en passant par la Suisse. Il peut être exploité dans les deux sens depuis 2017/2018 (flux inversé). L'AIE atteste que la Suisse est bien intégrée dans le réseau gazier européen.¹² Cette intégration revêt une importance cruciale pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz.

Suite à la crise du gaz de 2009 entre la Russie et l'Ukraine, l'UE a développé sa gestion des crises gazières et constitué un groupe de coordination pour le gaz. En vertu du règlement visant la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel¹³ sur lequel cet organisme fonde son action, la préservation de la sécurité de l'approvisionnement en gaz représente une tâche commune de l'économie gazière, des États membres de l'UE (respectivement des autorités compétentes au sein de ceux-ci) et de la Commission européenne. Lors du dernier remaniement de ce règlement, en 2017, un mécanisme de solidarité a été introduit à l'art. 13, en vertu duquel chaque État membre de l'UE

¹¹ Stratégie nationale pour la protection des infrastructures critiques 2018-2022 (FF 2018 491), p. 499

¹² AIE. Energy Policies of IEA Countries: Switzerland. 2018 Review. p. 60

¹³ 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.

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, s'il en fait la demande en cas de crise d'approvisionnement et que toutes les autres mesures envisageables pour assurer l'approvisionnement ont déjà été prises. La Suisse n'est pas membre du groupe de coordination, elle n'y bénéficie pas d'un statut d'observateur, mais elle est régulièrement invitée à ses séances. Au cours des années passées, s'inspirant des exigences du règlement de l'UE concernant l'approvisionnement en gaz, l'OFEN a élaboré et publié une évaluation des risques et des plans de prévention et de secours.

La LAPGaz vise à optimiser la sécurité de l'approvisionnement puisque les règles appliquées au marché suisse sont alignées sur celles de l'UE, ce qui facilite les échanges. La sécurité de l'approvisionnement doit être garantie en premier lieu à titre subsidiaire, comme c'est le cas jusqu'à présent (cf. chap. 3.1 sur la sécurité de l'approvisionnement).

1.3 Solutions étudiées et solution retenue

1.3.1 Solution étudiée: ouverture complète du marché

La question du *degré d'ouverture du marché* a été examinée de manière approfondie, celui-ci étant décisif dans l'élaboration du présent projet de loi. Deux hypothèses ont été analysées: une ouverture du marché pour tous les consommateurs finaux ou une ouverture pour les grands consommateurs seulement. La fermeture totale du marché et le rétablissement du monopole des gestionnaires de réseau n'ont pas fait l'objet de discussions étant donné que le marché actuel est déjà partiellement ouvert et qu'une telle option aurait fait perdre des possibilités de choix aux grands consommateurs finaux.

Avantages d'une ouverture complète du marché

Une ouverture complète du marché du gaz intervenant simultanément à celle du marché de l'électricité favoriserait l'harmonisation des produits proposés dans ces deux secteurs. Les expériences faites par les pays voisins de la Suisse montrent que moyennant de bonnes conditions-cadres, la concurrence dans le marché du gaz fonctionne; le libre accès au réseau est en effet défini de manière contraignante dans le droit de l'UE. Une telle concurrence serait financièrement profitable à tous les consommateurs, grands ou petits. Selon les estimations sommaires découlant d'une étude¹⁴, les économies réalisées par les consommateurs finaux en cas d'ouverture complète du marché atteindraient environ 40 millions de francs par an cinq ans après cette ouverture et environ 70 millions de francs par an dix ans après cette ouverture (dans l'hypothèse d'une consommation constante). Ces chiffres n'englobent toutefois pas uniquement les gains d'efficacité macroéconomiques, mais aussi la redistribution des fournisseurs vers les consommateurs. Si tous les consommateurs peuvent faire leur

¹⁴ *Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmärktes*, juin 2016, Infras 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), p. 68.

choix, des modèles d'affaires basés sur l'optimisation des agents énergétiques transportés par conduites pourraient alors émerger. Dans un tel contexte, les acteurs déjà établis sur le marché, tout comme de nouveaux acteurs, pourraient proposer des offres combinant l'électricité ou le gaz avec la chaleur ou l'électromobilité. Sur le long terme, cela pourrait favoriser l'émergence de nouveaux produits innovants, qui contribueraient par exemple à la flexibilité du stockage et à une utilisation de l'énergie conforme aux besoins.

Inconvénients d'une ouverture complète du marché

Une ouverture complète du marché présente toutefois aussi des inconvénients de taille. Dans les années à venir, les systèmes de chauffage basés sur des énergies renouvelables vont s'implanter de plus en plus, le recours aux agents fossiles devant se réduire. En outre, les besoins en chaleur vont baisser grâce aux mesures d'assainissement qui seront prises pour améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments. Or, c'est aux villes et aux communes qu'il incombe de définir, dans le cadre de leur planification énergétique, comment mettre en œuvre, sur leur territoire et dans leur région respectifs, les objectifs de politique énergétique ou climatique qui leur sont assignés ou qu'elles ont fixés elles-mêmes. Le nombre de ménages recourant au gaz à titre de clients finaux pourrait donc fortement baisser. Par ailleurs, certaines parties des réseaux de gaz pourraient être mises hors service. Or, un tel remaniement doit être planifié des années à l'avance. Les communes tout comme les fournisseurs de gaz - ceux-ci sont dans leur majorité détenus par contrôlés par les pouvoirs publics - devront planifier, puis financer ces travaux. Pour les villes et les communes, un monopole partiel présente deux avantages:

- la possibilité d'exiger que le fournisseur livre une certaine part de gaz renouvelable aux clients captifs et, partant, d'influencer la composition du gaz;
- le fait de disposer d'un interlocuteur principal pour coordonner les travaux concernant l'approvisionnement en gaz des petits clients.

En cas d'ouverture partielle du marché avec accès au réseau pour l'industrie et les moyennes (et grandes) entreprises, des estimations sommaires ressortant de l'étude précitée font état d'économies s'élevant à environ 19 millions de francs par an cinq ans après l'ouverture et à environ 34 millions de francs par an dix ans après l'ouverture (dans l'hypothèse d'une consommation constante). Ici aussi, ces chiffres n'englobent toutefois pas uniquement les gains d'efficacité macroéconomiques, mais aussi la redistribution des fournisseurs vers les consommateurs.

En raison des grands défis à relever durant les prochaines années et décennies pour atteindre les objectifs fixés en matière de politique énergétique et climatique, le Conseil fédéral est d'avis qu'il faut laisser cette marge de manœuvre aux fournisseurs et aux communes. Il propose dès lors une ouverture partielle du marché (cf. chap. 3.1).

1.3.2

Solution étudiée: ajout dans la LITC

Le Conseil fédéral est d'avis que la future réglementation du marché suisse du gaz doit être aussi simple que possible. C'est pourquoi l'administration fédérale a examiné au préalable s'il suffisait de préciser les conditions du droit à l'accès au réseau visées à l'art. 13 LITC plutôt que d'élaborer une loi sur l'approvisionnement en gaz.

Cependant, pour que l'ouverture partielle du marché soit effective, il ne suffit pas que le législateur décrive les critères d'accès au réseau ou qu'il accorde le droit d'accès au réseau permettant d'approvisionner les (grand) consommateurs finaux, il faut aussi qu'il en réglemente le déroulement concret. Si un fournisseur fait usage de son droit d'accès au réseau, de nombreuses questions complexes se posent alors. Par exemple, il faudrait statuer sur la rémunération due pour l'utilisation du réseau, une question qui implique celle des coûts d'exploitation et des coûts de capital imputables. Il faudrait aussi traiter les questions liées au modèle d'utilisation du réseau (p. ex. capacités pouvant être réservées), à l'ajustement (notamment tolérances et sanctions) et à la séparation des activités (délimitation des coûts, gestion d'informations sensibles concernant le domaine du réseau, etc.).

On pourrait certes compléter la LITC (art. 13 ss) en ajoutant éventuellement à l'autorisation d'accès au réseau des dispositions concernant la séparation comptable des activités et les coûts de réseau imputables. Mais toute réglementation supplémentaire (p. ex. au sujet de l'ajustement ou du modèle d'utilisation du réseau) dépasserait le cadre voulu.

En cas de litige, ce sont les autorités compétentes (COMCO, Surveillance des prix, OFEN ainsi que les tribunaux civils ou administratifs) qui seraient tenues de statuer sur les aspects de réglementation du marché pour lesquels des dispositions dans le cadre d'une loi spéciale font défaut. Compte tenu du manque de transparence en ce qui concerne le fonctionnement du marché dû à l'absence d'une obligation légale d'informer, rendre une décision objective ne serait pas facile, d'autant que ces autorités ne disposent pas de connaissances spécifiques, contrairement à un régulateur spécifique au secteur. Il faudrait donc s'attendre à des procédures judiciaires nombreuses et parfois laborieuses. En outre, comme toute décision dépend des circonstances concrètes du cas d'espèce, cette procédure au cas par cas n'aboutirait que très lentement – si tant est qu'elle y contribue – à une amélioration de la sécurité juridique. Par conséquent, les entreprises d'approvisionnement en gaz intégrées verticalement auraient fondamentalement la possibilité, dans les circonstances actuelles, d'entraver la concurrence souhaitée dans le domaine énergétique en discriminant les fournisseurs tiers.

Si, pour des aspects importants de l'organisation du marché, on s'en remet à une «solution de branche», d'une part il existe le risque que la solution retenue soit problématique sous l'angle du droit de la concurrence. D'autre part, cette approche réglementaire peut aussi fondamentalement échouer, comme en attestent les difficultés rencontrées dans le développement de la convention de branche.

En résumé, on peut noter que le travail législatif évité dans le cas d'une réglementation très simple dans le cadre de la LITC serait probablement contrebalancé par une multitude d'effets indésirables (insécurité juridique, important potentiel de discrimination, procédures judiciaires laborieuses), un défaut qui apparaît d'ores et

déjà clairement dans le contexte de l’art. 13 LITC. C’est pourquoi le Conseil fédéral est convaincu que la présente loi, qui est simple mais qui traite l’ensemble de la thématique, recèle une densité normative adéquate.

1.4. Relation avec le programme de la législature ainsi qu’avec les stratégies du Conseil fédéral

1.4.1 Relation avec le programme de la législature

Le projet est annoncé dans le message du 27 janvier 2016 sur le programme de la législature 2015 à 2019¹⁵. La réalisation de la procédure de consultation relative à la loi sur l’approvisionnement en gaz constitue en outre l’un des objectifs du Conseil fédéral pour 2019.¹⁶

1.4.2 Nouvelle politique de croissance, nouvelle politique énergétique et climatique

En date du 22 juin 2016¹⁷, le Conseil fédéral a approuvé la nouvelle «politique de croissance», une réforme qui prévoit un train de quatorze mesures. Le premier pilier comprend la libéralisation du marché de l’électricité et la réglementation du marché du gaz. En effet, les réglementations des secteurs des réseaux revêtent une importance particulière pour la productivité du travail.

Avec une part dans la consommation énergétique finale d’environ 14%, le gaz naturel continue de jouer un rôle important dans l’approvisionnement en énergie de la Suisse. En 2018, la consommation de gaz en Suisse, y compris la consommation pour la chaleur à distance et la production d’électricité, les pertes de réseau et la consommation propre, a atteint 33,5 térawattheures (TWh). Cependant, pour atteindre ses objectifs climatiques, la Suisse doit assurer son approvisionnement en énergie à plus long terme sans agents énergétiques fossiles. La révision totale de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2020 constitue le cadre des mesures nécessaires à cet effet.¹⁸ Même si le gaz restera un agent énergétique important à court et à moyen terme, il faut réduire nettement la consommation de gaz naturel et la demande résiduelle en gaz doit être couverte autant que possible par du gaz renouvelable; des solutions acceptées par la société doivent en outre être trouvées pour capter, stocker et exploiter le CO₂. Cette situation constitue un défi pour les fournisseurs de gaz et les propriétaires concernés, notamment les villes et les communes. La mise hors service de conduites de gaz devrait progresser du fait des directives politiques de la Stratégie énergétique ainsi que de la législation fédérale sur le CO₂, des lois cantonales sur l’énergie et des plans directeurs communaux de l’énergie, même si le gaz issu de

¹⁵ FF 2016 981, 1101

¹⁶ Objectifs du Conseil fédéral 2019; Volume I; Objectif 8

¹⁷ Rapport du DEFR sur l’état de mise en œuvre de la politique de croissance 2016-2019, 20 décembre 2017

¹⁸ Message au 1^{er} décembre 2017 relatif à la révision totale de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2020; FF 2018 229.

sources renouvelables offrira à l'avenir une possibilité de poursuivre l'exploitation partielle des conduites de gaz existantes. La LApGaz constitue la base sur laquelle pourront être édictées les conditions-cadres réglementaires appropriées pour les gestionnaires de réseau, par exemple pour ce qui est de la détermination de la rémunération réglementaire du capital investi dans les installations, ou de leur durée d'exploitation reconnue réglementairement. Par contre, aucune réglementation spécifique n'est prévue pour les acheteurs de gaz qui pourraient être concernés par une mise hors service.

Dans la LApGaz, aucune distinction n'est faite quant à l'origine du gaz transporté dans les conduites: il peut donc s'agir de gaz naturel, de biogaz, d'hydrogène ou d'un gaz synthétique (renouvelable). C'est pourquoi les questions ayant trait à la promotion des gaz renouvelables ne relèvent pas de la LApGaz, mais entrent dans le domaine d'application d'autres lois (loi sur l'énergie ou loi sur le CO₂).

La cohérence avec la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEl)¹⁹ est assurée. Par exemple, la même autorité de régulation doit être compétente pour l'électricité et pour le gaz. Par ailleurs, les coûts de réseau sont évalués selon la même méthode dans les deux domaines et le principe de subsidiarité s'applique au gaz comme à l'électricité. Ainsi, des conditions-cadres similaires sont instaurées pour les énergies de réseau, ce qui est important si l'on veut coupler les secteurs de l'électricité, de la chaleur, du gaz et du transport en formant un système global flexible, énergétiquement efficace et à faible émission de gaz à effet de serre.

1.5 Classement d'interventions parlementaires

Dans sa réponse à l'interpellation Müller Damian 16.3354 «La loi sur l'approvisionnement en gaz est-elle sur les rails?», le Conseil fédéral a expliqué que le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) élaborerait un projet soumis à la consultation. En février 2018, avec un retard par rapport au calendrier, il a également mentionné dans sa réponse à l'interpellation Buttet Yannick 17.3981 «Travaux relatifs à la loi sur l'approvisionnement en gaz et connaissances acquises par l'OFEN» que les éléments tirés des études réalisées sur mandat de l'OFEN et les propres travaux restaient la base du projet de loi. Dans sa réponse à la question Jans Beat 18.5529 «Éviter une ouverture chaotique du marché du gaz», le Conseil fédéral a précisé que la mise en consultation était prévue pour la fin 2019.

2 Comparaison avec le droit étranger, notamment européen

2.1 Principaux actes juridiques de l'UE

Comme mentionné précédemment, les marchés gaziers de l'UE ont été complètement ouverts pour tous les consommateurs finaux dès le milieu de l'année 2007 dans le

¹⁹ RS 734.7

cadre du deuxième paquet de mesures relatif au marché intérieur de l'énergie de l'UE. Depuis lors, les actes du troisième paquet de mesures relatif au marché intérieur de l'énergie, adoptés en 2009, sont déterminants. Deux actes sont importants sur le plan matériel pour le marché du gaz: la directive 2009/73/CE portant sur le marché intérieur du gaz naturel²⁰ et le règlement (CE) 715/2009 concernant l'accès au réseau²¹.

Sur le plan institutionnel, on citera l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie²² (ACER) et le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz (ENTSO-G). L'ENTSO-G et l'ACER jouent un rôle important dans l'élaboration des «codes de réseau» qui doivent être promulgués par la Commission européenne. Jusqu'à présent, des codes de réseau de ce type ont été promulgués afin d'harmoniser les structures tarifaires pour le transport du gaz²³, l'attribution des capacités et la gestion de la congestion²⁴, l'équilibrage²⁵ et l'interopérabilité des réseaux ainsi que l'échange de données²⁶. Les codes de réseau contiennent des règles techniques importantes en particulier pour les gestionnaires de réseau de transport.

Suite au troisième paquet sur le marché intérieur de l'énergie, le règlement (UE) 1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie²⁷ (règlement REMIT) a été adopté en 2011. Ce règlement établit l'interdiction des opérations d'initiés et de la manipulation du marché, tant pour le marché du gaz que pour celui de l'électricité, et contraint les États membres à prévoir des sanctions correspondantes. Les acteurs du marché sont tenus de publier les informations privilégiées et de fournir un certain nombre de données à l'autorité de l'UE et aux autorités des États membres.

Le règlement (UE) 2017/1938 déjà mentionné concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel (règlement *Security of Supply* ou SoS) revêt aussi de l'importance. Il prévoit des mécanismes de solidarité

²⁰ Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE, JO L 211 du 14.8.2009, p. 94.

²¹ Règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel et abrogeant le règlement (CE) n° 1775/2005, JO L 211 du 14.8.2009, p. 36.

²² Règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 instituant une agence de coopération des régulateurs de l'énergie, JO L 211 du 14.8.2009, p. 1.

²³ 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.

²⁴ 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.

²⁵ 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.

²⁶ 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.

²⁷ 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.

(OApEI)²⁸, la loi prévoit, pour les acteurs concernés par le règlement REMIT qui sont domiciliés en Suisse, l'obligation de communiquer simultanément les mêmes informations à l'EnCom.

3 Présentation du projet

3.1 Réglementation proposée

Avec la LApGaz, on passe d'un accès au réseau négocié à un accès au réseau régulé. Autrement dit, les principes qui régissent l'accès au réseau sont désormais détaillés dans une loi. Dans le même temps, la loi établit clairement quels consommateurs finaux peuvent choisir librement leur fournisseur. Eu égard aux nombreuses années durant lesquelles l'approvisionnement en gaz en Suisse a fonctionné sans que l'organisation du marché soit fixée dans une loi, le principe de subsidiarité occupe une place particulière, de sorte que seul le strict nécessaire est réglementé dans la loi. De nombreuses questions de détail pourront être clarifiées dans le cadre de solutions de branche adaptées, sous la surveillance de la Commission de l'énergie. Cependant, afin que l'accès au réseau soit assuré, un certain nombre de dispositions légales est nécessaire pour empêcher d'éventuelles discriminations par les fournisseurs établis. Les principaux points concernés par la nouvelle réglementation légale sont exposés ci-après.

Ouverture partielle du marché: les consommateurs finaux dont la consommation atteint au moins 100 MWh par site de consommation et par an (moyenne trisannuelle) peuvent choisir librement leur fournisseur de gaz. S'ils y renoncent, ils continueront d'être approvisionnés par leur fournisseur actuel (avec, au minimum, séparation au niveau des informations et de la comptabilité). Le gestionnaire de réseau local veille à ce que les consommateurs finaux qui n'ont pas la liberté de choix soient approvisionnés en gaz à des tarifs adéquats, contrôlés par la Commission de l'énergie. Cet approvisionnement régulé n'est pas mis à la disposition des consommateurs finaux qui bénéficient du libre choix de leur fournisseur.

Il n'est pas prévu de passer, à une date ultérieure, à une ouverture totale du marché comme cela a été le cas avec la loi sur l'approvisionnement en électricité.

L'ouverture partielle du marché qui est proposée permet de créer l'accès au marché pour quelque 10% des consommateurs finaux (env. 40 000 sites de consommation) dont la consommation représente environ 70% du gaz écoulé. Par rapport au seuil actuellement fixé par la convention de branche à 150 Nm³/h de gaz de processus réservés, représentant env. 2 à 5 GWh de consommation annuelle, une proportion sensiblement accrue des consommateurs finaux obtient l'accès au marché²⁹. L'écart relativement important dans la conversion des Nm³/h réservés en kWh/an consommés résulte principalement de l'hypothèse retenue en ce qui concerne la durée d'utilisation annuelle.

²⁸ RS 734.71

²⁹ «Potentiel des profils de charge standards et des compteurs intelligents pour le marché du gaz», Décembre 2018, E-CUBE, p. 16

La majeure partie des consommateurs finaux est approvisionnée en gaz à des tarifs adéquats dans le cadre de l'approvisionnement régulé. La Commission de l'énergie en vérifie l'adéquation en fonction des prix de soutirage usuels du marché et des coûts de distribution; la qualité du gaz, par exemple la part de biogaz, doit notamment être prise en considération.

Parallèlement à l'approvisionnement régulé, il existe aussi un approvisionnement de remplacement. Celui-ci est mis en place provisoirement, pendant six mois au plus, lorsqu'un contrat de fourniture en gaz arrive à échéance sans être remplacé ou si le fournisseur choisi sur le libre marché fait défection.

En cas de changement de fournisseur, les données et informations nécessaires doivent être mises à la disposition du nouveau fournisseur. À l'avenir, le processus de changement devrait être opéré essentiellement par la voie électronique: les synergies avec le domaine de l'électricité doivent être exploitées dans la conception de la solution informatique.

Sécurité de l'approvisionnement: la responsabilité quant aux diverses tâches qu'implique la sécurité de l'approvisionnement est régie conformément au principe de subsidiarité. Il incombe à l'économie gazière et au responsable de la zone de marché (RZM, cf. ci-après les détails supplémentaires sur cet acteur du marché) en premier lieu de prendre les dispositions nécessaires à un approvisionnement fiable. On relèvera les tâches et les compétences suivantes:

- Les gestionnaires de réseau, qui veillent à ce que leur réseau soit stable, performant et efficace, sont tenus de coopérer entre eux, avec le RZM et avec les gestionnaires de réseau des pays voisins. Cette obligation concerne également la planification du réseau.
- Lors de l'élaboration des règles de branche, notamment pour le réseau de transport, il faut 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 gestionnaires de réseau de transport peuvent soumettre leurs plans de développement du réseau à l'OFEN. La sécurité de la planification s'en trouve renforcée, car en cas d'évaluation positive des plans, les gestionnaires de réseau reçoivent l'accord de principe quant à l'imputabilité des coûts d'investissement.
- L'OFEN observe, conjointement avec l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) et avec le concours de l'économie gazière, la situation de l'approvisionnement. Les deux offices assument donc un mandat commun d'observation. Les tâches sont clairement délimitées: l'OFAE est compétent pour ce qui est de la sécurité de l'approvisionnement à court terme, tandis que l'OFEN est responsable de la sécurité de l'approvisionnement à moyen et à long terme. Si la sécurité de l'approvisionnement est menacée, le Conseil fédéral prendra les mesures qui s'imposent. Les coûts occasionnés par les tâches de l'Approvisionnement

économique du pays peuvent être, en partie du moins, compensés via la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau.

- Le rôle de l'EnCom se limite à la surveillance du respect des directives légales en vue de l'attribution claire des tâches et compétences.
- Le système d'ajustement place aussi les utilisateurs du réseau face à leurs obligations, puisqu'ils assument la responsabilité d'équilibrer quotidiennement leur bilan.
- Il faudra prévoir, au niveau de l'ordonnance, l'obligation pour le RZM de mettre en place un système de détection précoce des situations d'approvisionnement critiques. Ce système doit renseigner sur l'état et l'évolution de la situation en matière d'approvisionnement en se fondant sur les données provenant de la gestion des bilans d'ajustement, et, si des signaux critiques apparaissent, en informer les acteurs concernés et, le cas échéant, créer des incitations encore plus poussées pour promouvoir des pratiques bénéfiques pour le système.

Séparation des activités: les subventionnements croisés entre l'exploitation du réseau, l'approvisionnement régulé, l'approvisionnement de remplacement et les activités sur le libre marché sont interdits. C'est pourquoi les entreprises d'approvisionnement en gaz intégrées verticalement sont tenues de procéder à une séparation comptable du domaine monopolistique (notamment l'exploitation du réseau) et de leurs activités soumises à la concurrence. En outre, il existe une obligation de gérer séparément les informations. Par exemple, il est interdit d'utiliser les adresses obtenues dans le cadre du domaine monopolistique pour se procurer des avantages concurrentiels sur le marché libre. La séparation des composantes comptabilité et informations se fonde sur la législation sur l'approvisionnement en électricité. 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 (RZM), qui accomplira ses tâches indépendamment des gestionnaires de réseau de transport. Les rapports de propriété sur le réseau demeurent inchangés.

Accès au réseau et attribution des capacités: les utilisateurs du réseau ont droit à un accès au réseau non discriminatoire. Les utilisateurs du réseau peuvent être les négociants et les fournisseurs, y compris les acteurs chargés d'assurer l'approvisionnement régulé ou l'approvisionnement de remplacement. Dans cet esprit, 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.). S'agissant des consommateurs finaux qui ne peuvent pas choisir librement leur fournisseur, le droit d'utiliser le réseau revient exclusivement à l'acteur tenu d'assurer l'approvisionnement régulé (généralement le gestionnaire de réseau local).

Le RZM ou les gestionnaires de réseau doivent proposer les capacités de réseau (disponibles) 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 et le transport du gaz. L'introduction de ce modèle «entrée-sortie», qui prend la forme d'un modèle à deux contrats, vise à faciliter le commerce du gaz en n'exigeant qu'un contrat au point d'injection (entrée) et un au

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. Les points de soutirage sur le territoire national se trouvent chez les consommateurs finaux. Le RZM est responsable de l'exploitation des points de raccordement 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 de nature temporelle dans le cas de contrats d'utilisation du réseau interrompibles, si l'utilisation du réseau peut être interrompue à certaines conditions.

Les fournisseurs qui veulent importer du gaz en Suisse et le transporter jusqu'aux consommateurs finaux doivent 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 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. Outre le transport intérieur, le modèle «entrée-sortie» inclura progressivement les flux qui transitent par la Suisse (cf. le chap. «Intégration des flux de transit dans le modèle «entrée-sortie» de la Suisse» ci-après). Les producteurs indigènes qui injectent du gaz (actuellement une bonne trentaine d'installations de biogaz) concluent un contrat d'injection avec le gestionnaire de réseau concerné, en vertu duquel, moyennant le versement de la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau, le gaz est transporté dans toute la zone de marché pour être prélevé à un quelconque point de soutirage.

Passage du réseau de transport au réseau de distribution (modèle des deux contrats): le passage du réseau de transport au réseau de distribution (au point d'interconnexion correspondant) est assuré dans le cadre du modèle «entrée-sortie» et reste imperceptible pour l'utilisateur du réseau, car il est réglementé entre le gestionnaire du réseau de transport et le gestionnaire du réseau de distribution par un contrat d'interconnexion. Par ce contrat, le gestionnaire du réseau de distribution réserve la capacité nécessaire 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 l'ensemble des utilisateurs de son propre réseau. Dans le modèle des deux contrats, le point de soutirage se situe donc directement chez le consommateur final. Par contre, avec les *city gates* (points de livraison), le point de soutirage à la sortie du modèle «entrée-sortie» se situerait au point de passage entre le réseau de transport et le réseau de distribution (littéralement aux «portes de la ville»), le réseau de distribution local ne faisant pas partie du modèle «entrée-sortie». Dans ce cas, les fournisseurs devraient conclure un contrat avec le gestionnaire d'un réseau de distribution local en plus de leurs réservations au point d'injection et au point de soutirage coïncidant alors avec le point de livraison (modèle à trois contrats). La renonciation aux *city gates* présente un avantage majeur: comme la réservation des capacités au *city gate* est réalisée par le gestionnaire d'un réseau de distribution, tous les fournisseurs sont traités sur un pied d'égalité et les éventuelles économies d'échelle des fournisseurs établis sont exclues.

Avec une solution *city gate*, par contre, tous les fournisseurs devraient acheter des capacités de soutirage auprès du *city gate*. Comme la capacité du réseau maximale requise est lissée entre tous les groupes de clients, les fournisseurs comptant de nombreux clients (essentiellement les fournisseurs établis assurant l'approvisionnement régulé) devraient le cas échéant, réserver moins de capacité par client que les fournisseurs dont la clientèle est moins nombreuse. Il en résulterait un avantage bénéficiant principalement au fournisseur établi dans le *city gate* en question.

L'investissement moindre pour les fournisseurs permet d'escompter des effets positifs sur la concurrence, une diversité accrue au niveau de l'offre et une plus grande liquidité du marché suisse du gaz. Avec une solution électronique, le coût est relativement faible pour les gestionnaires d'un réseau de distribution, mais il faut en outre prévoir des coûts d'investissement uniques et un certain coût pour la conversion. Quoiqu'il en soit, des coûts supplémentaires surviendraient aussi avec les *city gates*, puisqu'un système de réservation individuelle serait nécessaire pour assurer un accès au réseau non discriminatoire. Le modèle des deux contrats proposé, qui empêche une éventuelle barrière à l'entrée sur le marché, apparaît constituer une variante aisément réalisable, y compris dans le cadre d'une ouverture partielle du marché.

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 consommé dans notre pays est importé 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. Actuellement, les capacités de transit sont commercialisées, le plus souvent, indépendamment des livraisons de gaz à destination de la Suisse. Aujourd'hui, les affaires de transit ne sont pas spécifiquement réglementées, pas même par des directives de la Surveillance des prix. Avec la LAPGaz, tous les flux de gaz doivent passer par le modèle «entrée-sortie». Le gazoduc de transit s'inscrit aussi dans le cadre juridique et réglementaire de la Suisse. Les particularités des activités de transit sont prises en compte par le fait que, au moins durant la phase initiale suivant l'entrée en vigueur de la loi, le RZM sera autorisé, dans des cas exceptionnels, à proposer des capacités de réseau qui ne permettent le transport de gaz que «de frontière à frontière», c'est-à-dire sans accès au marché suisse. Des capacités de transit spécifiques de ce type permettraient au RZM, dans un premier temps, par une intégration progressive des flux de transit dans le modèle «entrée-sortie», de recueillir des expériences. Cela pourrait s'avérer nécessaire, le cas échéant, parce que les flux de transit représentent un volume beaucoup plus important que la consommation intérieure à la Suisse. Les spécificités du commerce de transit sont également prises en compte par le fait que les coûts de réseau dus au transit ne doivent être couverts par les recettes tarifaires correspondantes que dans une perspective pluriannuelle, ce qui permet une tarification plus flexible.

Il est nécessaire d'intégrer les flux de transit dans le modèle «entrée-sortie» pour accroître la liquidité de la zone de marché suisse. Les capacités de réseau correspondantes peuvent ainsi être utilisées soit pour l'approvisionnement à l'intérieur du pays, soit pour le transit. Une réglementation limitée à l'approvisionnement du pays serait complexe, difficile à réaliser, incompatible avec celle de l'UE, et

empêcherait pratiquement toute collaboration avec les autorités des pays voisins sur les questions de transit.

Bilan d'ajustement: le bilan d'ajustement doit permettre les transferts et le décompte du gaz dans le réseau de conduites. Il n'y aura plus désormais qu'une seule zone-bilan, à l'exception des zones qui ne sont pas, ou ne sont qu'insuffisamment, reliées physiquement au reste du réseau suisse (Tessin et Kreuzlingen). Cette zone-bilan correspond à la zone de marché, ce qui simplifie nettement l'utilisation du réseau. Elle est gérée par le RZM. Tout utilisateur du réseau doit être raccordé à un groupe-bilan, lequel doit conclure un contrat avec le RZM. Le responsable de groupe-bilan a pour tâche d'aboutir à un bilan énergétique aussi équilibré que possible à la fin du jour gazier (comptabilisation journalière) pour son groupe-bilan. Le RZM lui facture l'énergie de réglage nécessaire à compenser les éventuelles différences à la fin du jour gazier. Cependant, pour certains processus d'ajustement, notamment en lien avec l'approvisionnement régulé, le RZM peut prévoir, aux fins de stabilité du réseau, que les quantités doivent être équilibrées sur une base horaire compte tenu de certaines tolérances, sous peine de contributions de flexibilité à lui verser (sanctions). De plus, le RZM peut prévoir la possibilité de passer à un système comprenant des restrictions infrajournalières pour l'approvisionnement de grands consommateurs finaux qui structurent eux-mêmes leurs besoins.

Le gaz peut être transféré d'un groupe-bilan à un autre groupe-bilan et échangé avec les zones de marché étrangères limitrophes au point d'échange virtuel (à savoir une plateforme électronique) appelé à voir le jour. Ces quantités négociées doivent concorder précisément: elles ne doivent pas présenter d'écarts impliquant de l'énergie d'ajustement. Le point d'échange virtuel est également géré par le RZM. Ce point d'échange virtuel doit, d'une part, permettre aux responsables de groupes-bilan de lisser leur bilan à un rythme infrajournalier. D'autre part, il doit – idéalement – contribuer à accroître la liquidité du marché suisse du gaz.

En outre, le RZM gère le recours à la flexibilité dans le cadre de la gestion des bilans d'ajustement, qui inclut notamment le stockage en conduites, la flexibilité de stockage et l'acquisition d'énergie de réglage. Les consommateurs finaux et les producteurs ont le droit de commercialiser leur potentiel de flexibilité dans le cadre de la liberté contractuelle envers les tiers.

En ce qui concerne les consommateurs finaux bénéficiant de l'approvisionnement régulé, les activités liées à l'ajustement sont assurées par l'acteur chargé de l'exécution de l'approvisionnement régulé (soit normalement le gestionnaire de réseau local). Pour éviter toute discrimination, ces consommateurs finaux doivent figurer dans un groupe-bilan séparé. Les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé peuvent, s'ils sont soumis à un régime de restrictions infrajournalières, utiliser dans ce cadre les installations de stockage de leur réseau.

Les consommateurs finaux dont la consommation annuelle prévue atteint au moins 1 GWh par site de consommation doivent en principe être dotés d'un équipement de mesure de la courbe de charge muni d'un système de transmission des données à distance (cf. le chap. «Systèmes de mesure»), susceptible d'être également utilisé pour l'ajustement. À cet effet, il est nécessaire que les valeurs mesurées soient lues au moins quotidiennement par un système avec transmission automatique des

données. S'agissant de consommateurs finaux qui peuvent choisir librement leur fournisseur mais chez lesquels un tel appareil n'est pas installé, les quantités de gaz nécessaires doivent être estimées au moyen de profils de charge standard (PCS). La tâche d'élaborer la méthode correspondante est déléguée au RZM et aux gestionnaires de réseau. Ceux-ci doivent développer les PCS rapidement, dans un délai d'un an au plus à compter de l'entrée en vigueur de la loi (art. 41, al. 1).

Le financement de la gestion des bilans d'ajustement est assuré par les recettes du RZM provenant de l'énergie d'ajustement et des contributions à la couverture des coûts de flexibilité, d'une part, et par une rémunération pour l'ajustement à verser par les groupes-bilan, d'autre part. Le RZM en modulera le montant en fonction du besoin de structuration infrajournalier et de la qualité des prévisions des groupes de clients. Une rémunération sera perçue pour l'exploitation du point d'échange. Cette rémunération ne doit toutefois pas nécessairement couvrir les coûts puisque la différence sera couverte par les recettes provenant de la gestion des capacités du réseau de transport.

Systèmes de mesure: dans le présent projet mis en consultation, le Conseil fédéral propose deux variantes par rapport aux systèmes de mesure. Dans la première, le gestionnaire de réseau conserve la responsabilité de ces systèmes. Dans la seconde, tous les consommateurs finaux peuvent choisir librement leur exploitant de stations de mesure ou leur prestataire de mesure.

Proposition 1: le gestionnaire de réseau est responsable des systèmes de mesure dans sa zone de desserte. La rémunération due pour les prestations de décompte devra être calculée sur la base des coûts de mesure imputables. Le montant de cette rémunération sera soumis à la surveillance de l'EnCom. L'avantage de cette variante est qu'elle ne crée pas d'interfaces supplémentaires entre les clients et le gestionnaire de réseau. Il est probable que dans le domaine du gaz, l'obligation de disposer d'un équipement de mesure de la courbe de charge (cf. ci-après) ne concerne qu'une petite partie des consommateurs finaux, contrairement à ce qui sera le cas dans celui de l'électricité, où l'introduction généralisée des systèmes de mesure intelligents est en cours. Se pose la question de savoir si une concurrence va émerger face aux appareils de mesure usuels qui ne fonctionnent pas à l'électricité. Le montant facturé pour les coûts de mesure sera examiné par l'EnCom afin d'empêcher des rentes de monopole.

Proposition 2: tous les clients peuvent choisir librement leur exploitant de stations de mesure ou leur prestataire de mesure. S'ils ne font pas usage de cette possibilité, le gestionnaire de réseau sera responsable des systèmes de mesure dans leur zone de desserte. Les prix à payer pour la mesure de décompte seront déterminés dans un système concurrentiel et ils ne seront pas soumis à la surveillance de l'EnCom. L'avantage de cette variante est qu'en raison du libre choix laissé aux clients dans le domaine de l'électricité (selon la révision de la LApEl en cours), un seul et même exploitant de stations de mesure ou un seul et même prestataire de mesure pourra effectuer les mesures nécessaires à la fois dans le domaine du gaz et dans celui de l'électricité et mettre ainsi à profit les synergies existantes. Cela pourrait se révéler avantageux notamment pour les entreprises disposant de différents sites en Suisse ou dans le cadre de couplage des secteurs grâce à la diffusion de système de mesures intelligents en cours dans le domaine du gaz. En outre, la possibilité de voir arriver sur le marché d'autres

exploitants de stations de mesure ou prestataires de mesure devrait induire une certaine retenue dans la fixation des prix.

Dans les deux variantes, les consommateurs finaux dont la consommation annuelle prévue atteint au moins 1 GWh par site de consommation devront disposer d'un équipement de mesure de la courbe de charge muni d'un système de transmission des données à distance et, le cas échéant, d'un dispositif de conversion. Le Conseil fédéral fixera des exigences minimales en ce qui concerne la conception technique des appareils de mesure et un calendrier pour l'introduction des appareils, pour laquelle il faut prévoir environ cinq ans.

Échange de données, processus d'information et rôle d'une plateforme de données: l'organisation efficace de l'accès aux données et aux informations est essentielle pour que la concurrence fonctionne et que de nouveaux modèles d'affaires innovants voient le jour. Pour éviter que des acteurs du marché soient discriminés ou que de nouveaux arrivants soient empêchés de pénétrer dans 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. propriétaires des données) ont accès aux données. Il importe que les coûts des transactions liées à la mise en œuvre soient faibles

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 solution numérique centralisée basée sur une plateforme. Une telle solution centrale est communément appelée «centre de données» (*datahub*). Beaucoup de pays européens possèdent déjà de telles plateformes numériques, qui assurent l'échange de données dans l'approvisionnement en électricité et en gaz. Les plateformes combinées pour le gaz et l'électricité permettent d'accroître les économies d'échelle et 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 trouve 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 cybermenaces 2018-2022 (SNPC). Eu égard au rôle central de l'échange de données en particulier pour la concurrence et l'innovation, il faut prêter une attention particulière au choix du gestionnaire et de la structure de propriété, qui doit permettre d'éviter des discriminations potentielles et de garantir la neutralité. Une solution autonome pour le domaine de l'approvisionnement en gaz n'apparaît pas judicieuse d'un point de vue macroéconomique. Si une solution de ce type devait un jour être mise en place pour le marché de l'électricité, il conviendrait de veiller à ce qu'elle puisse également être utilisée pour le marché du gaz.

Coûts de réseau et 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 RZM (au niveau du réseau de transport) fixent et publient des tarifs d'utilisation du réseau. Le montant des tarifs doit être fixé en fonction des coûts imputables et comprendre un bénéfice adéquat (régulation «cost-plus»). La Commission de l'énergie contrôle les coûts imputables, l'adéquation des tarifs et l'exactitude de l'imputation des coûts. De façon générale, l'évaluation de la valeur calculée des installations repose sur les coûts d'achat ou de construction (art. 19, al. 4). Le RZM fixe les tarifs d'utilisation du réseau pour tous les points d'injection et de soutirage du réseau de transport (en particulier les prix de départ des enchères des produits de capacité permettant l'utilisation des points de raccordement transfrontaliers) ainsi que les tarifs d'utilisation des points d'interconnexion pour le raccordement au réseau de distribution. Les divers tarifs d'utilisation du réseau appliqués au niveau du réseau de transport doivent être harmonisés entre eux. En effet, les recettes tarifaires doivent correspondre aux coûts imputables du réseau de transport, ce qui suppose une vision d'ensemble. Le Conseil fédéral définira les principes applicables à la méthode de calcul de ces tarifs. Sur la base de ceux-ci, le RZM élaborera la méthode, qu'il soumettra dans le cadre d'une consultation publique à la Commission de l'énergie et aux milieux intéressés. Cette méthode permet entre autres de fixer les parts de recettes à réaliser aux points de raccordement transfrontaliers et au niveau du raccordement avec le réseau de distribution, c'est-à-dire les coûts qui devront être supportés par les consommateurs indigènes. Le RZM gère les recettes au niveau du réseau de transport et les reverse aux gestionnaires de réseau de transport proportionnellement aux coûts de réseau imputables dans le cas d'espèce et sous déduction de ses propres coûts non couverts par d'autres recettes.

Les gestionnaires d'un réseau de distribution fixent les tarifs pour les contrats d'injection et de soutirage locaux de manière autonome. Les recettes tarifaires couvrent leurs coûts imputables, qui incluent, outre la composante du bénéfice, les coûts du réseau en amont, les impôts et taxes, ainsi que les coûts liés aux services-système.

Coûts imputables: actuellement, le Surveillant des prix contrôle les tarifs du gaz. Ces tarifs sont publiés, mais ne font pas de distinction entre les coûts d'utilisation du réseau et les coûts de fourniture de l'énergie. À l'heure actuelle, la loi (LITC) ne prescrit pas une telle distinction. Sur le site Internet du Surveillant des prix³⁰, les tarifs globaux peuvent être comparés en fonction du profil de consommation. La convention de branche prévoit quant à elle l'obligation de justifier séparément les coûts de réseau, sur la base d'une méthode prescrite dans la documentation de la branche qui s'inspire des prescriptions de la LApEl et se fonde sur les coûts d'achat ou de construction des installations du réseau.

Comme la très large 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 LSPr. Outre le Surveillant des prix, la COMCO déploie, elle aussi, ses compétences sur le

³⁰ <http://gaspreise.preisueberwacher.ch>

marché du gaz. En vertu de la loi sur les cartels, elle est compétente lorsqu'il s'agit d'empêcher les conséquences nuisibles d'ordre économique ou social imputables aux cartels et aux autres restrictions à la concurrence.

Désormais, l'EnCom sera responsable de la surveillance des tarifs d'utilisation du réseau. Une réglementation 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.

Les directives relatives au calcul des coûts de réseau imputables sont globalement semblables à celles prévues par la LApEl. Les gestionnaires de réseau devraient donc pouvoir les mettre en œuvre sans grandes difficultés. Mais en l'absence d'une vision d'ensemble, une certaine incertitude entoure la méthode d'évaluation employée par les gestionnaires de réseau. En outre, la situation qui a suivi l'entrée en vigueur de la LApEl a montré que l'évaluation synthétique, qui n'est admissible qu'à titre exceptionnel, a en différentes occasions débouché sur des valeurs d'installation plus avantageuses pour les gestionnaires de réseau que la méthode, proposée par défaut, de l'évaluation basée sur les coûts d'achat ou de construction. De ce fait, peu de temps après l'entrée en vigueur de la LApEl, il a fallu compléter l'ordonnance d'exécution (OApEl) par des dispositions sur l'évaluation synthétique et, plus généralement, sur la réduction des coûts de capital³¹. C'est la raison pour laquelle l'évaluation synthétique, dans le domaine du gaz également, n'est admissible qu'à titre exceptionnel. En outre, le Conseil fédéral doit prescrire une méthode pour l'exécution d'une évaluation synthétique. Bien entendu, la Commission de l'énergie peut corriger les valeurs calculées par le gestionnaire de réseau. L'utilisation des coûts d'achat et de construction pour le calcul des coûts de capital correspond au système de tarification actuel. En effet, selon la documentation de la branche portant sur le calcul des tarifs des réseaux de distribution³² et la réglementation à l'amiable entre les gestionnaires de réseau de transport et la Surveillance des prix³³, les coûts d'achat et de construction constituent la base pour la détermination des coûts de capital. Les installations de réseau déjà entièrement amorties dans le bilan dans le cadre de la comptabilité financière, ou qui ne figurent pas du tout dans l'actif, ne peuvent pas être intégrées dans le calcul des coûts de capital, à moins que le gestionnaire de réseau puisse démontrer de manière crédible que les installations correspondantes n'ont pas encore été refinancées par les clients via la rémunération pour l'utilisation du réseau. Cette réglementation doit empêcher que des installations bénéficient d'une seconde vie sur le plan comptable et soient donc payées à double par les consommateurs finaux.

³¹ Modification de l'OApEl du 12 décembre 2008, RO 2008 6467; cf. communiqué de presse de l'OFEN du 5 décembre 2008 (disponible sous <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-23690.html>).

³² 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.

³³ Règlement amiable avec des gestionnaires de réseau de gaz à haute pression concernant la rémunération pour l'utilisation du réseau suisse de gaz sous haute pression (*Einvernehmliche Regelung mit HD-Gasnetzbertreibern betr. Netznutzungsentgelte des schweizerischen Hochdruck-Erdgasnetzes*). Le règlement (en allemand uniquement) peut être consulté sous www.monsieur-prix.admin.ch > Documentation > Publications > Règlements amiables.

Sur le moyen et le long terme, la question se pose de savoir comment gérer la mise hors service des conduites de gaz sur le plan réglementaire. Au vu des planifications énergétiques des communes, des réflexions menées par les entreprises 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, on peut imaginer que des réseaux de conduites seront totalement ou partiellement mis hors service. 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. De plus, des coûts directs peuvent survenir lors de la désaffectation de la conduite. L’OFEN analyse actuellement des possibilités pour la gestion de cette problématique nouvelle³⁴, pour laquelle des dispositions à l’échelon de la loi pourraient être nécessaires. Ce faisant, il faudra aussi envisager comment gérer le champ de tension entre les objectifs climatiques et l’imputabilité de nouvelles conduites de gaz.

Transparence: les informations dont ont besoin les utilisateurs du réseau, pour obtenir une vue d’ensemble sur la capacité de réseau proposée, les règles applicables à la gestion des bilans d’ajustement et les tarifs d’utilisation du réseau, sont publiées par les gestionnaires de réseau, respectivement par le RZM. Les tarifs d’utilisation du réseau et les tarifs du gaz applicables à l’approvisionnement régulé doivent être publiés chaque année. Les factures du fournisseur doivent présenter séparément 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 publient leurs propres comptes annuels. Les informations nécessaires au changement de fournisseur, à l’ajustement, à l’attribution de capacité et à la tarification doivent être fournies par les responsables en temps utile, gratuitement et à un bon niveau de qualité aux acteurs qui en ont besoin.

Régulateur: la Commission fédérale de l’électricité (ElCom), qui jusqu’à présent était responsable de l’application de la législation sur l’approvisionnement en électricité, doit à l’avenir se charger également de l’exécution de la loi sur l’approvisionnement en gaz, comme cela est usuel dans les États membres de l’UE. Elle se dénommera Commission de l’énergie (EnCom). Ses tâches principales consistent à assurer la surveillance des tarifs d’utilisation du réseau, des tarifs de gaz applicables à l’approvisionnement régulé, des tarifs de mesure (dans le cas où le gestionnaire de réseau répond des systèmes de mesure [proposition 1]), du traitement des litiges concernant l’accès au réseau ainsi qu’une surveillance visant à déceler les abus en lien avec l’approvisionnement de remplacement. Elle coopère en outre avec les autorités homologues des pays voisins. Elle ne se charge pas de la surveillance de la sécurité de l’approvisionnement, une tâche qui incombe à l’OFEN.

Responsable de la zone de marché (RZM): le responsable de la zone de marché est une nouvelle institution qui devra être créée, sous forme de coopérative ou de société de capitaux de droit privé, par l’économie gazière et des communautés d’intérêt représentant les consommateurs finaux. Si une telle institution n’est pas fondée, le

³⁴ Étude sur les aspects réglementaires de la mise hors service de réseaux de gaz. L’étude peut être consultée sous www.bfe.admin.ch > Approvisionnement > Énergies fossiles > Gaz naturel > Loi sur l’approvisionnement en gaz.

Conseil fédéral veille à ce que les tâches correspondantes soient accomplies. Compte tenu du potentiel de discrimination inhérent aux tâches du RZM, celui-ci doit être indépendant de l'économie gazière, notamment en termes de personnel. Le DETEC approuve les statuts du RZM. Étant donné qu'il doit être indépendant, il serait souhaitable que l'organe responsable, de composition variée, comprenne des acteurs issus de différentes branches (gestionnaires de réseau, fournisseurs, négociants, milieux industriels et consommateurs, ou les organisations de défense des intérêts correspondantes). Au niveau du réseau de transport, le RZM est responsable de l'exploitation des produits de capacité, de la gestion des congestions, de la fixation des tarifs d'utilisation du réseau et du versement de la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau aux gestionnaires de réseau de transport. S'y ajoutent la gestion des bilans d'ajustement ainsi que des tâches de coordination en cas de changement de fournisseur.

Pour financer son activité, le RZM participe aux recettes tarifaires au niveau du réseau de transport. Autrement dit, il se finance en grande partie par les tarifs d'utilisation du réseau. De plus, il obtient des revenus de l'activité qu'il exerce comme responsable de la zone-bilan (cf. chap. «Bilan d'ajustement»). Toutefois, ses recettes ne sauraient excéder ses coûts: il ne doit pas réaliser de bénéfice.

Contrairement aux tâches d'ajustement, les tâches accomplies par le RZM dans le domaine de la gestion des capacités peuvent aussi être assumées par les gestionnaires du réseau de transport. Cependant, pour éviter de créer des incitations qui seraient contraires à la concurrence (discrimination des fournisseurs étrangers au réseau), cette option suppose une séparation complète de ses activités. À cet effet, une dissociation du gestionnaire de réseau de transport, telle que le droit de l'UE la prévoit, serait notamment nécessaire. En temps normal, on parle de dissociation des structures de propriété (*ownership unbundling*). En outre, des dispositions (légal) concernant la conception et la commercialisation des produits de capacité seraient indispensables. Ce modèle présenterait l'avantage que la gestion des capacités pourrait, dans une large mesure, être laissée aux gestionnaires de réseau de transport, ce qui réduirait à la fois les questions liées aux interfaces et le coût de la coordination. En cas de dissociation des structures de propriété, l'institution d'un responsable de la zone-bilan – nécessaire dans tous les cas – pourrait, selon les circonstances, se faire dans le cadre de l'autorégulation. Un argument qui plaide en faveur de la réglementation proposée est le principe de proportionnalité, puisqu'une dissociation des structures de propriété des gestionnaires de réseau régionaux serait beaucoup plus intrusive. Par ailleurs, la branche gazière a privilégié le modèle du RZM dans le cadre du développement de la convention de branche.

Raccordement au réseau: la législation fédérale ne prévoit pas de droit à un raccordement au réseau de gaz; les conditions de raccordement relèvent du droit cantonal ou communal ou du corpus de règles des entreprises d'approvisionnement en gaz. La seule règle que prévoit le droit fédéral est que les coûts facturés individuellement par les gestionnaires de réseau pour le raccordement au réseau ne font pas partie des coûts de réseau imputables et qu'ils ne sauraient donc entrer dans la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau. Le bénéficiaire du raccordement au réseau finance par conséquent lui-même son raccordement, que ce soit en tout ou en partie.

Installations de stockage: on distingue entre les actuels réservoirs tubulaires ou sphériques et les installations de stockage qui seront éventuellement créées. Les installations de stockage existantes du réseau de transport servent surtout à fournir de la flexibilité pour le bilan d'ajustement. À cet effet, le RZM dispose d'un droit d'utilisation prioritaire. Les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé peuvent également recourir aux installations de stockage (généralement du réseau de distribution concerné) pour l'ajustement. Le droit d'utilisation du RZM sert à couvrir le risque de flexibilité insuffisante pour le bilan journalier; dans le cadre de l'approvisionnement régulé, ce droit concédé aux gestionnaires facilite la structuration infrajournalière de l'approvisionnement de leurs consommateurs finaux. De plus, les installations de stockage existantes doivent servir aux gestionnaires de réseau à équilibrer la pression et à gérer les congestions. Par contre, elles ne doivent pas servir à structurer la fourniture du gaz destiné aux consommateurs finaux sur le libre marché, sinon les fournisseurs qui possèdent une installation de stockage détiendraient un avantage concurrentiel. Afin de s'assurer du maintien des installations de stockage dans le cadre des nouvelles dispositions légales, il est prévu que leurs coûts d'exploitation puissent être financés par la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau, pour autant qu'ils ne soient pas couverts par ailleurs, à condition que les installations de stockage soient gérées de manière efficace. Néanmoins, les coûts de l'ajustement doivent être établis séparément par le gestionnaire de réseau et leur paiement incombe au RZM et à l'acteur chargé de l'approvisionnement régulé. Quant à la propriété des installations de stockage, rien ne change. Les éventuels nouveaux réservoirs souterrains ou destinés au gaz liquéfié ne sont pas soumis à la présente réglementation. Leur utilisation relève d'une base contractuelle, une rémunération étant due pour l'utilisation des points d'injection et de soutirage (art. 3, let. g et h, et art. 27).

Tessin et Kreuzlingen: le Tessin n'est pas directement relié au réseau de gaz suisse et la région de Kreuzlingen (lac Inférieur, ville de Kreuzlingen, lac Supérieur) n'est pas raccordée au réseau suisse ou elle ne l'est que par une petite conduite. Ces deux zones (isolées) sont directement approvisionnées à partir des pays limitrophes, à savoir l'Italie, respectivement l'Allemagne. Comme ces structures se sont constituées au fil du temps, que les quantités de gaz concernées sont relativement petites et qu'un changement important serait disproportionné, l'état actuel doit être maintenu dans la mesure du possible. 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'ajustement et à l'accomplissement des tâches du RZM en la matière. Dans tous les cas, les dispositions portant sur l'ouverture partielle du marché, la séparation des activités, l'approvisionnement régulé et l'approvisionnement de remplacement sont applicables. S'appliquent aussi les dispositions visant un approvisionnement fiable en gaz. En outre, la compétence de la Commission de l'énergie est la même.

Dispositions transitoires: le libre choix du fournisseur doit pouvoir être exercé dans les meilleurs délais par les consommateurs finaux qui y ont droit. Une condition préalable est la possibilité d'estimer les quantités de gaz nécessaires, soit par une mesure de la courbe de charge, soit par des profils de charge standard (PCS). Ces profils devront être élaborés par les gestionnaires de réseau et le RZM dans un délai

d'un an à compter de l'entrée en vigueur de la loi. Comme il s'écoule généralement un an entre l'adoption de la loi et son entrée en vigueur, le temps à disposition est d'environ deux ans. Il convient donc d'entamer les travaux avant même l'entrée en vigueur de la loi. Indépendamment de ce délai d'un an, les consommateurs finaux qui peuvent bénéficier du libre choix de leur fournisseur doivent pouvoir faire installer un équipement de mesure de la courbe de charge par leur gestionnaire de réseau, dans la mesure où ils assument les coûts (supplémentaires) occasionnés.

Rapports juridiques: tous les rapports juridiques pertinents pour le marché du gaz relèvent du droit privé. C'est le cas, d'une part, des opérations commerciales dans le domaine énergétique que la loi ne réglemente pas et qui sont conclues dans le cadre du libre marché entre les négociants, les fournisseurs et les consommateurs finaux. C'est le cas, d'autre part, des contrats d'utilisation du réseau entre les utilisateurs du réseau et les gestionnaires de réseau de même que des contrats de groupe-bilan entre les responsables de groupe-bilan et le RZM. En particulier, l'approvisionnement régulé ne constitue pas une forme de service public. Le RZM opère dans le cadre du droit privé. À cet égard, il n'est pas déterminant qu'il soit constitué par le Conseil fédéral ou à l'initiative de la branche (cf. art. 28). Le caractère privé des rapports juridiques n'est en rien modifié par le fait que l'EnCom surveille le respect des dispositions légales et que ses décisions peuvent être contestées devant le Tribunal administratif fédéral. De plus, les gestionnaires de réseau, le RZM et les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé n'assument aucune tâche étatique en lien avec la LAPGaz.

3.2 Adéquation des moyens requis

La LAPGaz instaure un cadre légal dont le respect est surveillé par une autorité de régulation étatique.

L'adaptation des structures et des processus engendre, pour la branche du gaz, un investissement ponctuel. Ces dépenses supplémentaires sont à mettre en regard des bénéfices macroéconomiques, des économies réalisées, des possibilités de choix données aux consommateurs finaux, des possibilités d'innovation qui s'offrent aux fournisseurs et d'une amélioration de la sécurité juridique (cf. chap. 5).

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 monopolistique puisse fonctionner sans réglementation envahissante. Avant d'édicter les dispositions d'exécution, la Confédération examine les mesures librement consenties prises par les organisations concernées (art. 39, al. 1). Concrètement, cela signifie que la branche gazière élabore au besoin des documents de branche en coopération avec les milieux directement concernés et qu'elle les met en consultation, puis les publie. La participation des milieux directement concernés offre une assurance quant au fait que les documents

n'instaurent aucune règle discriminatoire. Ces documents doivent s'aligner sur les normes de l'UE et sur les recommandations des organisations de la branche (notamment la Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux [SSIGE]).

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 constitution du RZM, la mise en œuvre de l'ouverture partielle du marché, les modalités du bilan d'ajustement (p. ex. l'élaboration de profils de charge standard) et le modèle «entrée-sortie». La branche doit, en coopération avec le RZM, élaborer des solutions visant à octroyer et assurer l'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. Les consommateurs finaux doivent pouvoir aisément changer de fournisseur.

L'EnCom est investie, s'agissant des objets réglementés par la LAPGaz, des mêmes tâches et compétences que celles prévues par la LAPeI dans le domaine de l'électricité, compte tenu de la révision de la LAPeI en cours.

Les tâches dans le domaine de la sécurité de l'approvisionnement incombent prioritairement aux gestionnaires de réseau et au RZM. L'observation de la situation de l'approvisionnement relève de la compétence de l'OFEN (sécurité de l'approvisionnement à moyen et long termes) et de l'Approvisionnement économique du pays (sécurité de l'approvisionnement à court terme).

4 Commentaire des dispositions

4.1 Loi sur l'approvisionnement en gaz

Chapitre 1 Dispositions générales

Art. 1 But

La loi poursuit un double but. D'une part, elle vise à assurer la fiabilité de l'approvisionnement en gaz (notamment par les tâches et mesures prévues aux art. 4 et 6). D'autre part, en garantissant l'accès au réseau (art. 12), elle veille à ce que la concurrence fonctionne et, partant, à ce que l'approvisionnement en gaz soit économique. Les dispositions nécessaires à la sécurité de l'exploitation du réseau ou à la protection des personnes et des biens sont contenues dans la LITC.

Art. 2 Objet et champ d'application

La loi s'applique en principe à tous les réseaux de gaz (*al. 1*).

Elle ne prévoit pas d'obligation de raccordement au réseau et ne confère donc aux consommateurs finaux et aux producteurs aucun droit de raccordement au réseau. Elle ne réglemente pas davantage la prise en charge des coûts liés au raccordement du réseau (*al. 2*). L'obligation de raccordement au réseau serait possible en droit cantonal, mais elle ne revêt aucune importance en pratique. La loi ne change rien à la diversité des solutions qui se sont développées dans la pratique pour le financement des conduites de raccordement au réseau et elle se limite à interdire la double imputation des coûts (art. 19, al. 1, 2^e phrase). Mais une fois réalisée, la conduite de raccordement au réseau fait partie du réseau de gaz (cf. commentaire de l'art. 3, let. e) et elle est soumise à ce titre aux obligations d'exploitation légales du gestionnaire de réseau.

L'*al. 3* vise les zones de desserte isolées (Tessin et région de Kreuzlingen), qui ne font pas partie de la zone de marché suisse (art. 3, let. f). Le Conseil fédéral pourra prévoir des solutions répondant adéquatement à la situation en termes de technologie des réseaux concernés, notamment en ce qui concerne la gestion des bilans d'ajustement et la gestion des capacités au point de raccordement transfrontalier de Bizzarone, au Tessin. La norme de délégation laisse une large marge de manœuvre au Conseil fédéral. Elle lui donne aussi la possibilité de prévoir que le DETEC puisse charger un autre acteur des tâches dévolues au RZM, à condition toutefois que cet acteur réponde aux exigences en termes de séparation des activités. Il serait aussi envisageable de relier virtuellement le Tessin à la zone de marché suisse en s'inspirant de réglementations étrangères. Cependant, le Conseil fédéral ne peut prévoir des exceptions ou des règles dérogatoires que pour les dispositions visées au troisième chapitre. Le droit d'accéder au réseau (art. 12) doit aussi s'appliquer dans les zones de desserte isolées.

Art. 3 Définitions

Les définitions légales s'alignent sur celles de la législation relative à l'approvisionnement en électricité, encore que certaines notions aient une signification légèrement différente pour des raisons techniques. De ce fait, tous les termes ne sont pas commentés. Les points d'injection correspondent à des points d'entrée, les points de soutirage à des points de sortie dans le modèle «entrée-sortie».

L'utilisateur du réseau (*let. b*) est quiconque intervient ou veut intervenir comme partenaire contractuel du gestionnaire de réseau dans le cadre d'un contrat d'utilisation du réseau (contrats d'injection et de soutirage au sens de l'art. 13). La notion d'utilisateur du réseau comprend donc en particulier les fournisseurs, les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé ou de l'approvisionnement de remplacement, les intermédiaires et les transitaires. Les producteurs de gaz peuvent également figurer au nombre des utilisateurs du réseau, de même que les exploitants d'installations de regazéification ou de stockage. Pour les installations de stockage toutefois, cette remarque est soumise à restriction: les réservoirs sphériques ou tubulaires déjà raccordés au réseau de gaz au moment de l'entrée en vigueur de la présente loi ne disposent pas de points d'injection et de soutirage au sens des let. g et h. Leur utilisation est spécifiquement réglementée à l'art. 27.

Le réseau de transport (*let. d*) comprend les installations du réseau exploitées surtout à des niveaux de pression supérieurs (> 5 bars). Le gazoduc de transit en fait notamment partie. Actuellement, le réseau de transport comprend les installations de *Transitgas AG*, de *Swissgas AG*, de *Gaznat SA*, de *Gasverbund Mittelland (GVM) AG*, de *Erdgas Ostschweiz (EGO) AG*, de *Erdgas Zentralschweiz (EGZ) AG*, de *Unigaz SA* et, le cas échéant (cf. art. 2, al. 3, let. a), des installations de *Aziende industriali di Lugano (AIL) SA*.

Le réseau de distribution (*let. e*) comprend les installations plus petites exploitées à des niveaux de pression inférieurs. Elles ne sont pas destinées au transport sur de longues distances, mais principalement à la livraison des clients finaux. Le réseau de transport local, qui se trouve en fait 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 les raccordements domestiques au raccordement du réseau) font partie du réseau de transport ou du réseau de distribution. En cas de litige concernant l'attribution d'une installation au réseau de transport ou au réseau de distribution, c'est l'EnCom qui tranchera. 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.

Toutes les installations de réseau situées sur le territoire suisse, à l'exception des réseaux de gaz isolés, font partie de la zone de marché indigène (*let. f*). Placée sous la responsabilité du RZM, elle se caractérise surtout par deux éléments. Premièrement, elle constitue une zone-bilan soumise à des règles d'établissement de bilan uniformes (art. 23 à 26). Deuxièmement, les utilisateurs du réseau de la zone de marché ont la possibilité, sur la base d'un contrat d'injection et/ou de soutirage, de faire transporter 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 sans aucune restriction géographique (modèle dit des deux contrats, art. 13 à 16).

Les points d'injection et de soutirage (*let. g et h*) définissent les limites de la zone de marché (respectivement les limites des réseaux isolés). Leur utilisation fait l'objet de contrats d'injection et de soutirage (art. 13) et donne lieu à la rémunération de l'utilisation du réseau (art. 17, al. 2, et art. 18, al. 2).

Les points de raccordement transfrontaliers (*let. i*) du réseau de transport, qui relient la zone de marché suisse aux zones de marché des pays voisins, revêtent une importance particulière. Le RZM propose l'acquisition de produits de capacité aux acteurs qui souhaitent utiliser les points de raccordement transfrontaliers (art. 14).

Le terme «gaz» n'est pas défini. Outre le gaz naturel, cette notion comprend le biogaz et d'autres types de gaz (p. ex. méthane synthétique ou hydrogène synthétique).

Chapitre 2 Approvisionnement en gaz

Section 1 Tâches de l'économie gazière

Art. 4 Exploitation du réseau

L'obligation stipulée à l'*al. 1, let. a*, doit être respectée comme la prescription d'un objectif élémentaire dans l'accomplissement de l'ensemble des tâches. Si la stabilité de l'exploitation du réseau est en danger, les gestionnaires de réseau sont habilités et astreints à prendre les mesures nécessaires dans le réseau. Alors que la stabilité de l'exploitation du réseau est prioritaire en considération des buts de la présente loi, la LITC vise la sécurité de l'exploitation du réseau nécessaire à la protection des personnes, des biens matériels ou d'autres biens juridiques (cf. art. 3, al. 1, let. a, et art. 31 LITC). Les services-système (art. 3, let. m) comprennent en particulier la régulation de la pression et des quantités, la gestion des congestions survenant sur le réseau de distribution et le contrôle de la qualité du gaz (composition et valeur calorifique du gaz). S'agissant de la qualité, les gestionnaires de réseau s'alignent sur les standards applicables de la branche (notamment sur les règles techniques de SSIGE) et sur les dispositions du droit de l'UE. Si la qualité du gaz injecté est insuffisante, les gestionnaires de réseau refusent l'accès au réseau (art. 12). Les tâches mentionnées ci-dessus doivent être distinguées de l'acquisition et de l'utilisation de l'énergie de réglage ainsi que de la gestion des congestions au niveau du réseau de transport, elles ne font pas partie des services-système et relèvent de la compétence du RZM (art. 15, al. 1, et art. 3, let. k, en relation avec art. 24, al. 1).

En élaborant les exigences visées à la *let. b*, les gestionnaires de réseau doivent tenir compte des standards de la branche et des dispositifs réglementaires internationaux (art. 39, al. 3).

La *let. c* contient une obligation de coordination largement conçue. Cette obligation vise l'interopérabilité des réseaux, y compris le réseau de gaz paneuropéen. Les gestionnaires de réseau doivent coopérer (entre eux et avec le RZM et les gestionnaires de réseau étrangers) de manière à ce que le transport du gaz soit possible, dans le cadre du modèle de deux contrats (art. 13 à 16), même à travers plusieurs réseaux reliés par des points d'interconnexion (notamment sur la base de contrats d'interconnexion). Les gestionnaires de réseau se soutiennent aussi pour la détermination des capacités techniques, pour les services-système et pour la répercussion des coûts. Des plans de développement du réseau doivent être établis dans la mesure où ils sont nécessaires à la coopération ou à la coordination avec les gestionnaires de réseau étrangers. L'OFEN, qui est compétent pour observer la situation de l'approvisionnement, peut le cas échéant ordonner que de tels plans soient établis et lui soient soumis (cf. art. 34, al. 1), en particulier lorsque la coopération internationale l'exige.

En vertu de l'*al. 2*, les gestionnaires de réseau de transport peuvent soumettre leurs plans de développement à l'OFEN afin de clarifier le besoin d'un projet de développement du réseau. Selon ce besoin, l'OFEN évalue l'imputabilité prévisible des coûts d'investissement correspondants à la lumière des critères mentionnés à l'art. 19. Généralement, l'OFEN et l'EnCom devront s'entendre (art. 36, al. 1). L'OFEN peut lier son estimation préliminaire à des conditions et des charges.

Proposition 1: Pas d'ouverture du marché pour la mesure de décompte

L'*al. 1* interdit à une entreprise d'approvisionnement en gaz verticalement intégrée d'abuser de sa position monopolistique de gestionnaire de réseau pour obtenir des avantages concurrentiels. Comme, outre l'exploitation du réseau, l'approvisionnement de remplacement (art. 8), l'approvisionnement régulé (art. 9) et les systèmes de mesure (art. 21, al. 1), c'est-à-dire l'exécution de la mesure de décompte, se déroulent sans concurrence; les recettes et dépenses liées à ces activités doivent donc aussi être séparées des secteurs commerciaux soumis à la concurrence. En revanche, il est en principe admissible de procéder à la répartition comptable des pertes et des bénéfices entre les diverses activités monopolistiques réglementées par la présente loi.

L'*al. 2* contient une obligation de séparation des informations. Il n'est pas prévu d'imposer une séparation au niveau du personnel ou de l'organisation.

Pour que l'interdiction de subventionnements croisés visée à l'*al. 1* soit respectée, les gestionnaires de réseau et les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé ou de l'approvisionnement de remplacement doivent procéder à une séparation comptable (*al. 3*). En d'autres termes, ils doivent établir, pour chaque réseau de gaz placé sous leur responsabilité, des comptes annuels et une comptabilité analytique où l'exploitation du réseau, l'approvisionnement régulé, l'approvisionnement de remplacement et les systèmes de mesure sont présentés aussi bien séparément l'un de l'autre que des autres secteurs commerciaux (comptabilité dite par secteurs ou par segments). Comme les gestionnaires de réseau, qui sont responsables de l'approvisionnement régulé et de l'approvisionnement de remplacement, peuvent en déléguer l'exécution à d'autres acteurs, ceux-ci sont mentionnés séparément en l'occurrence.

L'EnCom contrôle, à l'appui de la séparation comptable, l'absence de subventionnements 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.

Proposition 2: Ouverture complète du marché pour la mesure de décompte

L'*al. 1* interdit à une entreprise d'approvisionnement en gaz verticalement intégrée d'abuser de sa position monopolistique de gestionnaire de réseau pour obtenir des avantages concurrentiels. Comme, outre l'exploitation du réseau, l'approvisionnement de remplacement (art. 8) et l'approvisionnement régulé (art. 9) se déroulent sans concurrence, les recettes et dépenses liées à ces activités doivent donc aussi être séparées des secteurs commerciaux soumis à la concurrence. En revanche, il est en principe admissible de procéder à la répartition comptable des pertes et des bénéfices entre les diverses activités monopolistiques réglementées par la présente loi. Si le marché de la mesure de décompte est totalement ouvert, il n'est pas nécessaire de le séparer des autres secteurs commerciaux.

L'*al. 2* contient une obligation de séparation des informations. Il n'est pas prévu d'imposer une séparation au niveau du personnel ou de l'organisation. Cette règle

concrétise l'interdiction faite d'utiliser des données récoltées dans l'exploitation du réseau (en tant que monopole) à des fins commerciales.

Pour que l'interdiction de subventionnements croisés visée à l'*al. 1* soit respectée, les gestionnaires de réseau et les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé ou de l'approvisionnement de remplacement doivent procéder à une séparation comptable (*al. 3*). En d'autres termes, ils doivent établir, pour chaque réseau de gaz placé sous leur responsabilité, des comptes annuels et une comptabilité analytique où l'exploitation du réseau, l'approvisionnement régulé et l'approvisionnement de remplacement sont présentés séparément l'un de l'autre, mais aussi séparément des autres secteurs commerciaux (comptabilité dite par secteurs ou par segments). Comme les gestionnaires de réseau, qui sont responsables de l'approvisionnement régulé et de l'approvisionnement de remplacement, peuvent en déléguer l'exécution à d'autres acteurs, ceux-ci sont mentionnés séparément en l'occurrence.

L'EnCom contrôle, à l'appui de la séparation comptable, l'absence de subventionnements 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.

Art. 6 Fiabilité de l'approvisionnement en gaz fiable

Conformément à l'*al. 1*, il incombe prioritairement à la branche gazière d'assurer un approvisionnement en gaz aussi fiable que possible. Les gestionnaires de réseau et le RZM sont concernés en particulier, mais aussi les négociants en gaz et les fournisseurs. Tous ces acteurs doivent prendre les dispositions adéquates et nécessaires pour assurer un approvisionnement en gaz aussi fiable que possible. Cette responsabilité concerne le RZM pour la conception du système d'ajustement (art. 23 à 26). Une obligation de mise en œuvre d'un système d'alerte lui sera probablement imposée au niveau de l'ordonnance (cf. explications sur la sécurité de l'approvisionnement au chap. 3.1). En cas de pénurie grave avérée ou imminente et si la branche gazière n'est plus en mesure d'assurer l'approvisionnement, le Conseil fédéral décide, sur demande de l'approvisionnement économique du pays et conformément à la loi du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement du pays (LAP)³⁵, les mesures nécessaires à court terme, soit pour une durée de quelques jours à quelques mois.

En vertu de l'*al. 2*, l'observation de la situation en matière d'approvisionnement incombe à l'OFEN et à l'OFAE. Afin que l'attribution des compétences soit aussi claire que possible, les tâches de l'EnCom se limitent à la surveillance du respect des dispositions légales (art. 30, al. 2). Par ailleurs, alors que l'OFEN est responsable d'observer la situation de l'approvisionnement à moyen et long termes, il incombe à l'OFAE d'observer la sécurité de l'approvisionnement à court terme. Cette répartition des compétences implique que les deux offices se coordonnent entre eux.

Pour que l'OFEN puisse assumer sa tâche, les entreprises de l'économie gazière et le RZM sont tenus de fournir les informations nécessaires et de remettre les documents requis (art. 34, al. 1). L'OFEN peut en outre accéder aux données dont dispose

l'EnCom (art. 36, al. 1). De son côté, l'OFAE s'appuie sur les bases légales contenues dans la LAP pour obtenir les informations nécessaires.

Section 2 Fourniture de gaz aux consommateurs finaux

Art. 7 Libre choix du fournisseur

Le libre choix du fournisseur est limité aux sites où la consommation annuelle du consommateur final concerné atteint au moins 100 MWh. Dans tous les autres sites de consommation, les consommateurs finaux ont droit à l'approvisionnement régulé visé à l'art. 9. Il ne s'agit pas d'un droit d'option: lorsque le seuil de consommation est atteint (la consommation des trois années précédentes est déterminante), il n'est pas possible de prétendre à un approvisionnement régulé. Si le consommateur final ne choisit pas de son propre chef son fournisseur après que la loi est entrée en vigueur ou que le seuil de consommation a été atteint, il reste client du même fournisseur, mais dans le libre marché.

Le Conseil fédéral édictera, en vertu de l'art. 10, un règlement de procédure (notamment concernant les délais, échéances et compétences) visant le passage de l'approvisionnement régulé au libre marché et un éventuel retour dans l'approvisionnement régulé. Dans ce cadre, il devra aussi préciser les modalités des nouveaux raccordements et les modifications ou extensions de raccordements existants, à savoir les cas pour lesquels les données de consommation pertinentes ne sont pas complètement disponibles (sur trois ans).

Art. 8 Approvisionnement de remplacement

L'approvisionnement de remplacement est une sorte de bouée de sauvetage destinée aux consommateurs finaux dans le libre marché. Il n'est pas soumis à une réglementation tarifaire, mais à une surveillance des abus assurée par l'EnCom (art. 30, al. 2, let. e). Lorsque le seuil qualifiant un abus est franchi, celle-ci pourra se référer aux dispositions de la loi concernant la surveillance des prix (cf. art. 12 s. LSPr).

Conformément à l'*al. 1*, la durée de l'approvisionnement de remplacement ne saurait durer plus de six mois. Il s'agit d'un dernier recours, prioritairement conçu pour les cas de défaillance d'un fournisseur. Lorsqu'un rapport de fourniture de gaz arrive à échéance, le consommateur final est tenu de s'employer en temps utile à trouver un nouveau fournisseur. L'approvisionnement de remplacement n'intervient que dans les cas où la conclusion d'un nouveau contrat de fourniture de gaz n'est pas due à la propre négligence du consommateur final. Comme pour l'approvisionnement régulé, le gestionnaire de réseau local ne doit pas remplir personnellement son obligation, il peut charger un tiers de son exécution (*al. 2*).

Art. 9 Approvisionnement régulé

L'approvisionnement régulé se caractérise par le droit à un approvisionnement aux tarifs du gaz réglementés par la loi (*al. 1 et 3*), dont l'adéquation est soumise au contrôle de l'EnCom (art. 30, al. 2, let. b). Les tarifs du gaz, qui doivent être publiés conformément à l'art. 32, let. a, doivent être uniformes compte tenu des profils de soutirage et se définir en fonction des prix de de soutirage usuels sur le marché et de distribution, cette dernière composante devant tenir compte de la qualité écologique du gaz livré (gaz naturel, biogaz ou autres gaz renouvelables). La mention d'approvisionnement régulé et non pas d'approvisionnement de base signale qu'il ne s'agit pas d'une tâche de l'État.

Selon l'*al. 2*, les gestionnaires de réseau sont responsables de l'approvisionnement régulé. Ils peuvent en confier l'exécution à des tiers, qu'il s'agisse d'autres gestionnaires de réseau ou, ce qui serait bienvenu dans l'esprit de la séparation des activités (art. 5), à des acteurs non impliqués dans l'exploitation d'un réseau. Il serait aussi envisageable, pour des raisons d'efficacité, que plusieurs gestionnaires de réseau s'allient, dans le cadre d'une entité interconnectée, pour assurer l'approvisionnement régulé. Évidemment, les dispositions relatives à la séparation des activités (art. 5) et la loi sur les cartels (LCart) – celle-ci en ce qui concerne notamment les entente horizontales et verticales sur les prix – devraient alors s'appliquer.

Art. 10 Changement de fournisseur et autres processus de changement

Les dispositions d'exécution fourniront le cadre normatif du déroulement harmonieux des processus de changement. Le Conseil fédéral précisera le délai dans lequel un changement de fournisseur doit avoir lieu. Selon les dispositions du droit de l'UE, ce délai est de trois semaines au plus³⁶. Il est prévu que le RZM assure la coordination requise. En outre, le Conseil fédéral fixera les délais et échéances déterminants pour un passage entre le libre marché et l'approvisionnement régulé ainsi que pour un retour au libre marché à partir de l'approvisionnement de remplacement, qui est limité à six mois. Les conditions des contrats de fourniture de gaz conclus sur le libre marché (notamment les possibilités et termes de résiliation) relèvent de la liberté contractuelle.

Art. 11 Facturation

Le principe de transparence appliqué à la facturation exige que les fournisseurs, y compris les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé ou de l'approvisionnement de remplacement, présentent séparément la rémunération pour la fourniture de gaz, la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau, la rémunération due pour les prestations de mesure ainsi que les redevances et prestations fournies à des collectivités (p. ex. taxe sur le CO₂). Les gestionnaires de réseau leur fournissent les informations nécessaires à cet effet (art. 31, al. 1).

³⁶ Art. 3. al. 6. let. a. de la directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE, JO L 211/94 du 14.8.2009, p. 94

Chapitre 3 Utilisation du réseau

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

Art. 12 Accès au réseau

Pour que la concurrence fonctionne effectivement dans le domaine de l'énergie, tous les utilisateurs du réseau ont le droit d'accéder au réseau. Entendons le droit d'injecter, de soutirer et de transporter du gaz (art. 3, let. c). La mise en œuvre de l'accès au réseau se concrétise via les contrats d'injection et de soutirage (art. 13) que les gestionnaires de réseau sont tenus de proposer aux utilisateurs du réseau. L'obligation de contracter ne permet pas de conclure que l'exploitation du réseau constitue une tâche de l'État. Les contrats relèvent du droit privé.

Comme l'ouverture du marché n'est que partielle (cf. art. 7), le droit d'accéder au réseau est soumis à certaines restrictions: s'agissant de la fourniture de consommateurs finaux qui ne peuvent pas choisir librement leur fournisseur, l'accès au réseau ne peut être revendiqué que par l'acteur chargé de l'approvisionnement régulé (cf. art. 9, al. 2). De manière analogue, dans le cadre de l'approvisionnement de remplacement des consommateurs finaux (art. 8), seul le fournisseur de remplacement concerné peut faire valoir un droit à l'accès au réseau. Si la qualité du gaz n'est pas suffisante, l'accès au marché est refusé (cf. art. 3, let. m, en relation avec l'art. 4, al. 1, let. a).

Art. 13 Contrats d'injection et de soutirage

L'*art. 13* codifie le modèle dit entrée-sortie, qui prend en l'occurrence la forme du modèle des deux contrats. Concrètement, cette disposition prévoit que l'utilisateur du réseau (art. 3, let. b) 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). Ces contrats d'injection et de soutirage relèvent du droit privé et doivent être conclus avec le gestionnaire de réseau concerné. Le transport du gaz incombe au gestionnaire de réseau: l'utilisateur du réseau ne doit pas indiquer l'itinéraire de transport concret entre le point d'injection et le point de soutirage.

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 vouloir procéder lui-même à une livraison ultérieure 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 d'acheter du gaz (généralement à l'étranger) peut se contenter de conclure des contrats de soutirage. Quant au transit (direct) de gaz, il implique nécessairement un contrat d'injection et un contrat de soutirage.

L'*al. 1* prévoit l'obligation de contracter nécessaire à la concrétisation de l'accès au réseau (art. 12). Les gestionnaires de réseau sont tenus de proposer aux utilisateurs du réseau la capacité de réseau la plus grande possible. Il est envisageable que le Conseil fédéral prévienne la possibilité pour les fournisseurs de conclure des contrats de

soutirage indépendamment d'un point de soutirage spécifique («contrats-cadre fournisseur»).

Conformément à l'*al. 2*, les gestionnaires de réseau doivent élaborer des modèles de contrats d'utilisation du réseau de manière à ce que ceux-ci soient uniformes dans l'ensemble de la zone de marché. L'obligation d'une consultation préalable garantit que les milieux intéressés (notamment les organisations de consommateurs, les cantons et les communes) et l'EnCom puissent exercer leur influence sur la conception de ces modèles à un stade précoce.

Art. 14 Utilisation des capacités du réseau de transport

L'*al. 1* prévoit que l'exploitation des capacités du réseau de transport est assurée par le RZM (sur une base de droit privé). Cette tâche comprend en particulier la conception et la mise aux enchères des produits de capacité (*al. 2*), la fixation des tarifs d'utilisation du réseau et le recouvrement des rémunérations pour l'utilisation du réseau (cf. art. 18). La compétence du RZM découle des dispositions, qui sont modérées, sur la séparation des activités (art. 5): la gestion des capacités recèle, au niveau du réseau de transport, un potentiel de discrimination trop important pour qu'elle soit laissée aux mains d'une entreprise d'approvisionnement en gaz verticalement intégrée et dont les activités ne sont que légèrement séparées. Les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de présenter les capacités techniques de leurs réseaux au RZM et à la collectivité (art. 32, let. d, et art. 33, al. 1).

Les *al. 2 et 3* se rapportent aux points de raccordement transfrontaliers (art. 3, let. i), grâce auxquels la zone de marché suisse est reliée, au niveau du réseau de transport, aux zones de marché des pays voisins. Les capacités de ces points de raccordement transfrontaliers sont d'une importance cruciale pour le transit du gaz et l'approvisionnement de notre pays. Pour accroître l'efficacité des processus, la conclusion des contrats d'utilisation du réseau requis (art. 13) passe par l'acquisition de ce qu'il est convenu d'appeler des produits de capacité, qui sont proposés par le RZM. Autrement dit, le RZM opère comme un intermédiaire entre les parties et la procédure ressemble 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 de raccordement transfrontalier concerné (*al. 3*) et il peut acheminer les quantités de gaz correspondantes sans restriction «dans toute la zone de marché» (art. 13, al. 1, 3^e phrase). L'*al. 4* prévoit deux exceptions à cette règle. Premièrement, il peut 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). De telles restrictions visent, d'une part, à maintenir la stabilité du réseau régional. D'autre part, il sera probablement nécessaire au début de réserver le gazoduc de transit à tout le moins partiellement au transit (cf. explications sur l'intégration des flux de transit au chap. 3.1). Une telle réservation serait possible grâce à des produits de capacité limitant le transport de gaz à l'acheminement «de frontière à frontière» sans donner accès au point d'échange virtuel (art. 26, al. 1). Deuxièmement, il peut s'avérer judicieux, pour des raisons de flexibilité, que le gestionnaire de réseau puisse provisoirement restreindre l'utilisation

de certains produits de capacité à des conditions déterminées (produits de capacité interruptibles). Ces cas représentent toutefois des exceptions. L'EnCom assure la surveillance en la matière (art. 30, al. 2, let. d).

La conception des divers produits de capacité s'alignera sur le droit de l'UE³⁷. Les produits de capacité se distinguent par leur durée (p. ex. produits annuels, trimestriels, mensuels, hebdomadaires ou journaliers) et par d'éventuelles restrictions au sens de l'*al. 4*. Sous réserve des dispositions d'exécution du Conseil fédéral (*al. 5*), le RZM dispose d'une certaine marge de manœuvre dans la conception des produits de capacité. Il est notamment envisageable qu'il regroupe plusieurs points de raccordement transfrontaliers et qu'il les propose sous 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. Le Conseil fédéral réglementera aussi la procédure de mise aux enchères et de négoce ultérieur (marché secondaire) des produits de capacité. Il est prévu que le RZM veille à ce que les utilisateurs du réseau disposent à cet effet d'une plateforme de réservation.

Art. 15 Gestion des congestions survenant sur le réseau de transport

L'*art. 15* contient des dispositions relatives à la gestion des congestions survenant sur le réseau de transport. Le RZM (*al. 1*) en assurera la mise en œuvre au moyen des instruments prévus dans le droit de l'UE³⁸. Les *al. 2 et 3* lui donnent la base légale nécessaire à cet effet. Le retrait de capacités systématiquement non utilisées (accumulation de capacités) ne survient qu'en dernier recours: d'autres mesures de gestion des congestions doivent être prises au préalable (p. ex. marché secondaire, recours aux produits de capacité interruptibles).

Art. 16 Utilisation des points d'interconnexion entre le réseau de transport et le réseau de distribution

Les gestionnaires de réseau doivent conclure entre eux des contrats d'interconnexion de réseaux afin de permettre aux utilisateurs du réseau l'acheminement du gaz dans l'ensemble de la zone de marché. Les contrats d'interconnexion qui règlent le passage du réseau de transport au réseau de distribution revêtent une importance particulière. Le modèle des deux contrats a pour conséquence que les gestionnaires d'un réseau de distribution (et non pas les utilisateurs du réseau) doivent effectuer la réservation des capacités nécessaires à ces points d'interconnexion (*art. 16*) et la rémunérer (art. 18, al. 2, 3^e phrase). Les tarifs correspondant d'utilisation du réseau sont fixés par le RZM (art. 18, al. 1).

³⁷ Cf. 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 72/1 du 17.3.2017.

³⁸ Cf. Décision 2012/490/UE de la Commission du 24 août 2012 modifiant l'annexe I du règlement (CE) n° 715/2009 du Parlement européen et du Conseil concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, JO L 231/16.

Section 2

Tarifs d'utilisation du réseau et coûts de réseau imputables

Art. 17 Tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

En vertu de l'*al. 1, 1^{re} phrase*, les gestionnaires d'un réseau de distribution fixent les tarifs d'utilisation de leur réseau. Ils calculent sur cette base la rémunération due pour l'utilisation du réseau, soit le montant que doivent leur verser les utilisateurs du réseau pour l'injection et le soutirage (*al. 2*). Contrairement à ce qui prévaut dans la législation sur l'approvisionnement en électricité (cf. art. 14, al. 2, LApEl), un pur principe de soutirage ne s'applique pas dans le domaine du gaz. Les tarifs font partie intégrante des contrats d'utilisation du réseau (art. 13). Les tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution s'appliquent aux cas suivants: soutirage par les consommateurs finaux, injection de gaz issu d'installations de production de gaz ou de regazéification (conversion à l'état gazeux de gaz naturel liquéfié) et utilisation des raccordements aux réseaux de distribution des pays voisins (cf. art. 3, let. g et h). En outre, les tarifs pour l'utilisation du réseau sont également applicables à l'injection et au soutirage de gaz des installations de stockage raccordées au réseau de distribution. Tel n'est pas le cas pour les réservoirs sphériques ou tubulaires visés à l'art. 27: ils sont à cet égard traités comme des parties constituantes du réseau, ce qui exempte les flux de gaz correspondants de toute rémunération pour l'utilisation du réseau. La période tarifaire sera définie au niveau de l'ordonnance (un an, comme dans la législation sur l'approvisionnement en électricité).

Les gestionnaires d'un réseau de distribution disposent de marges d'appréciation dans la mise en œuvre des principes tarifaires visés à l'*al. 1, 2^e phrase*. Ils peuvent les faire jouer par exemple en pondérant diverses composantes tarifaires (composantes du travail et de la puissance). Le respect du principe de causalité est prioritaire. En conséquence, la constitution de différents groupes de clients ou de tarifs doit reposer sur le profil de l'injection et du soutirage.

Si le total des rémunérations perçues pour l'utilisation du réseau ne concorde pas avec les coûts imputables du réseau afférents à la période tarifaire concernée, les différences de couverture correspondantes doivent être compensées dans les meilleurs délais au cours des années tarifaires subséquentes, dans un délai de trois ans au plus (*al. 3*).

Art. 18 Tarifs d'utilisation du réseau de transport

Selon l'*al. 1*, la responsabilité tarifaire au niveau du réseau de transport revient au RZM (cf. art. 14, al. 1), qui doit fixer les tarifs d'utilisation du réseau en fonction du principe de causalité. En ce qui concerne les prix de départ des produits de capacité, le RZM fixe pour commencer, sur le modèle du droit de l'UE³⁹ (art. 39, al. 3), le prix du produit de capacité standard. Ce produit, dont la durée est d'un an, n'est soumis à

³⁹ 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 72/29 du 17.3.2017.

aucune restriction telle que celles visées à l'art. 14, al. 4. Partant du prix du produit standard et se basant sur des principes économiques, le RZM fixe alors les prix de départ des autres produits de capacité en prenant notamment en compte les différentes durées ou les éventuelles restrictions visées à l'art. 14, al. 4. Eu égard à sa portée considérable, cette méthode sous-jacente aux tarifs, que le RZM doit élaborer en se fondant sur les principes arrêtés par le Conseil fédéral (*al. 5*), doit être préalablement soumise à l'EnCom et aux autres milieux intéressés. Si la méthode ne concorde pas avec les dispositions légales, l'EnCom peut intervenir pour apporter des corrections (art. 30, al. 2, let. b).

Les tarifs déterminent la rémunération d'utilisation du réseau due au RZM au titre de l'utilisation des capacités. L'*al. 2, 2^e et 3^e phrases*, fait état de deux particularités à cet égard: alors qu'aux points d'injection et de soutirage qui ne sont pas des points de raccordement transfrontaliers, la rémunération découle directement des tarifs (surtout pour les producteurs importants et les grands consommateurs finaux), aux points de raccordement transfrontaliers, les tarifs ne déterminent que 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. La deuxième particularité est que, aux points d'interconnexion entre le réseau de transport et le réseau de distribution, la rémunération d'utilisation du réseau doit être payée par les gestionnaires d'un réseau de distribution (cf. art. 16). Ceux-ci peuvent répercuter le montant de la rémunération à titre de coûts de réseau imputables (art. 19, al. 2, let. b) sur les consommateurs finaux raccordés à leur réseau.

Selon l'*al. 3, 1^{re} phrase*, les différents tarifs doivent être coordonnés de manière à ce que la rémunération d'utilisation du réseau perçue pendant la période tarifaire corresponde autant que possible aux coûts imputables de tous les gestionnaires de réseau de transport. À l'instar de la réglementation visant les tarifs des réseaux de distribution, les différences de couverture doivent être compensées au cours des années suivantes, normalement dans un délai de trois ans au plus. Pour que cette disposition soit mise en œuvre, les gestionnaires du réseau de transport doivent transmettre en temps utile au RZM les valeurs prévues et actuelles de leurs coûts de réseau (cf. art. 33, al. 1).

L'*al. 3, 2^e phrase*, vise le gazoduc de transit. Certes, les coûts du transit et de l'approvisionnement du pays doivent être couverts par les recettes tarifaires correspondantes, mais le RZM peut déroger temporairement à ce principe. De cette manière, il peut contribuer à une exploitation internationalement compétitive du gazoduc de transit. En définitive, des tarifs compétitifs pour le transit sont bénéfiques pour les consommateurs finaux suisses, puisqu'il est possible de dégager une marge contributive même en cas de faible demande et qu'une contribution plus importante est encaissée durant les périodes où la demande est forte. L'imputation des coûts au transit et à la consommation intérieure se fait à l'aide d'une clé de répartition conforme au principe de causalité (répartition du coût des actifs). Le Conseil fédéral déterminera périodiquement cette clé pour trois à cinq ans dans le cadre de la définition des principes méthodologiques applicables aux tarifs de transport.

Le RZM doit assurer le recouvrement de la rémunération due pour l'utilisation du réseau. Il verse la rémunération perçue aux gestionnaires de réseau de transport (*al. 4*)

après avoir couvert ses propres coûts (cf. art. 29, al. 3) et après en avoir retranché les montants qu'il doit verser aux autres acteurs (cf. art. 20 et 37).

Art. 19 Coûts de réseau imputables

Aux termes de l'*al. 1*, l'imputabilité des coûts de réseau se mesure en fonction de ce qui est nécessaire à l'exploitation d'un réseau sûr, performant et efficace. Les tâches légales des gestionnaires de réseau sont en particulier déterminantes (notamment art. 4, al. 1, et art. 6, al. 1), y compris les tâches à accomplir en vertu de la LITC. Si, se fondant sur une base juridique adéquate, les gestionnaires de réseau facturent individuellement à un utilisateur du réseau des coûts qui lui sont directement attribuables (p. ex. des contributions pour le raccordement au réseau), ces coûts doivent être retranchés des coûts de réseau imputables dans la comptabilité analytique. En conséquence, de tels coûts ne doivent pas être pris en compte dans la rémunération due pour l'utilisation du réseau déterminée par les tarifs d'utilisation du réseau.

Les coûts d'exploitation imputables au titre des services-système (art. 3, let. m) comprennent notamment, selon l'*al. 2, let. a*, les coûts assumés par les gestionnaires de réseau pour assurer la qualité du gaz. Les rétributions versées aux «clients bicom bustibles» pour assurer la stabilité du réseau sont également imputables à ce titre à la condition, motivée par des raisons d'efficacité, que la rétribution versée soit économiquement plus judicieuse que les alternatives (développement du réseau ou recours à d'autres mesures de flexibilité). Le Conseil fédéral édictera des dispositions d'exécution concernant la répercussion des coûts (al. 2, let. b), qui intervient en particulier entre les deux niveaux de réseau de distribution (transport local et distribution locale), et l'imputation préalable des coûts au niveau de réseau concerné (al. 5, let. a). Cette imputation, qui doit répondre à des critères fonctionnels, objectifs et transparents, est censée contribuer à empêcher un cumul de rémunérations du réseau (cumul des tarifs ou *pancaking*). Les coûts répercutés par les niveaux de réseau supérieurs comprennent également la rémunération que le gestionnaire d'un réseau de distribution doit verser pour utiliser les points d'interconnexion lors du passage du réseau de transport au réseau de distribution (art. 16). Sont également imputables les coûts d'exécution des processus de changement (al. 2, let. c) de même que les redevances et prestations fournies à des collectivités publiques (al. 2, let. d), pour autant que ces coûts découlent de l'exploitation du réseau et non pas du domaine de l'énergie.

Afin de concrétiser les coûts de capital imputables selon l'*al. 3*, le Conseil fédéral fixera une composante de bénéfice adéquate à l'appui de l'*al. 5*. Une solution possible consiste à 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*). Les principes d'amortissement des installations doivent être arrêtés également dans l'ordonnance. Des amortissements inférieurs à zéro ne doivent en particulier pas être autorisés.

En vertu de l'*al. 4*, une évaluation synthétique des installations du réseau n'est autorisée qu'à titre exceptionnel. Lorsqu'un gestionnaire de réseau utilise cette méthode, dont les principes sont arrêtés par le Conseil fédéral (al. 5, let. c), et qu'il ne

l'applique pas correctement, l'EnCom peut corriger l'évaluation en conséquence. Par analogie avec l'art. 13, al. 4, dernière phrase, OApEl, la loi garde l'option ouverte que l'EnCom procède aussi, sans examen approfondi du cas concret, à une réduction de l'évaluation synthétique en déduisant un pourcentage forfaitaire. Le montant maximal de cette déduction forfaitaire ou la fourchette dans laquelle elle se situera sera fixée par le Conseil fédéral en vertu de l'al. 5, let. d. Selon la jurisprudence du Tribunal fédéral (cf. ATF 138 II 465), les principes ci-après s'appliquent dans ce cadre. Comme le gestionnaire de réseau invoque une exception en appliquant 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. Cependant, l'EnCom ne peut pas procéder à la déduction forfaitaire cumulativement à une correction concrète déjà effectuée du résultat de l'évaluation. Notons que les évaluations synthétiques interviennent, pour autant que ce soit le cas, seulement au niveau du réseau de distribution. Les gestionnaires de réseau de transport ont déjà calculé, sur la base du règlement amiable conclu en octobre 2014 avec le Surveillant des prix, les coûts d'achat et de construction déterminants pour leurs réseaux. S'agissant des installations du réseau, il est en outre envisagé d'obliger les gestionnaires de réseau, au niveau de l'ordonnance, à tenir un registre réglementaire des installations.

Outre les précisions déjà mentionnées qu'il apportera, le Conseil fédéral édictera (al. 5, let. b) des dispositions d'exécution concernant le traitement des différences de couverture (cf. remarques concernant les art. 17, al. 3, et 18, al. 3). À cet égard, il est en particulier prévu que les découverts, qui surviennent lorsque la rémunération due pour l'utilisation du réseau perçue durant les périodes tarifaires antérieures est inférieure aux coûts de réseau imputables, ne portent pas intérêt. En l'absence de cette disposition, une incitation serait donnée à constituer systématiquement des différences de couverture négatives.

Art. 20 Coûts découlant des mesures d'approvisionnement économique du pays

L'art. 6 LAP, mais aussi de manière générale l'art. 3, al. 1, LAP impliquent que l'approvisionnement fiable en gaz, dans le cadre de l'approvisionnement économique du pays (art. 3, al. 1, LAP), est prioritairement une tâche de l'économie gazière. Dans ce contexte, la LAP prévoit des mesures visant à empêcher et à éliminer les pénuries graves auxquelles les milieux économiques ne peuvent pas faire face par leur propres moyens. En vertu de l'art. 20, les tarifs d'utilisation du réseau de transport peuvent financer les coûts de ces mesures, qui sont assimilés à des coûts d'exploitation imputables du réseau de transport, pour autant que les instruments de financement prévus dans la LAP (cf. art. 16, 35, et 38 LAP) ne les couvrent pas. Cette disposition peut s'appliquer surtout à certains préparatifs relatifs à l'approvisionnement économique du pays. Lorsque l'approvisionnement n'est pas perturbé, les organes de l'approvisionnement économique du pays préparent, en collaboration avec l'économie gazière, l'exécution de directives de gestion concernant le domaine de l'approvisionnement en gaz et, à cet effet, ils prennent les mesures techniques et organisationnelles requises. Le Conseil fédéral peut aussi confier des tâches publiques

à des organisations de l'économie gazière, par exemple l'observation du marché ou des activités d'exécution dans le cadre des préparatifs et des mesures d'intervention de l'approvisionnement économique du pays (art. 60 LAP).

Section 3 Systèmes de mesure

Proposition 1: Pas d'ouverture du marché pour la mesure de décompte

Art. 21 Responsabilité et exigences concernant les installations de mesure

Outre l'exploitation du réseau ainsi que l'approvisionnement régulé et l'approvisionnement de remplacement (cf. art. 4, 8 et 9), les systèmes de mesure sont aussi compris dans les tâches des gestionnaires de réseau (*al. 1*). Le domaine des systèmes de mesure couvre la désignation et la gestion des points de mesure (attribution, enregistrement et documentation des points de mesure), la mesure d'exploitation et la mesure de décompte. La mesure d'exploitation, qui concerne les installations de mesure *dans* le réseau, fait partie des services-système (art. 3, let. m) et comprend la saisie des données de mesure utiles aux tâches de gestion de l'exploitation du réseau (visant à assurer le bon fonctionnement du réseau). La mesure de décompte (art. 3, let. j) comprend l'exploitation de stations de mesure (intégration, exploitation et maintenance des instruments de mesure) et les prestations de mesure (saisie, traitement et transmission des données mesurées).

L'*al. 2* prévoit que le Conseil fédéral fixe, en tenant compte de la législation fédérale régissant la métrologie, les exigences minimales concernant les caractéristiques techniques des installations de mesure. La loi fédérale du 17 juin 2011 sur la métrologie⁴⁰ et ses dispositions d'exécution constituent ce cadre législatif. Selon l'état actuel de la technique, il apparaît judicieux de ne soumettre que les clients dont la consommation annuelle est d'au moins 1000 MWh à l'obligation d'utiliser un appareil de mesure enregistreur de la courbe de charge muni d'un système de transmission automatique des données. À l'avenir, si les développements techniques continuent, un rapport coût-utilité raisonnable pourrait être atteint à une valeur seuil inférieure. De ce fait, l'utilisation généralisée des systèmes de mesure intelligents n'est pas prévue. Les exigences techniques minimales (notamment la conversion des quantités, la sécurité des données) pourront être précisées le cas échéant par des directives propres à la branche (p. ex. règles techniques de la SSIGE). Outre les caractéristiques techniques, le Conseil fédéral devra également accorder une attention particulière à la sécurité des données de ces infrastructures critiques sous l'angle du droit de la protection des données, notamment en ce qui concerne la transmission automatisée et numérique des données.

⁴⁰ RS 941.20

Art. 22 Tarifs de mesure

Les coûts de la mesure d'exploitation font partie des coûts de réseau (imputables) et sont facturés par le biais des tarifs d'utilisation du réseau. Les coûts (imputables) de la mesure de décompte sont en revanche facturés aux clients par point de mesure, sur la base de tarifs de mesure publiés (art. 32, let. a) et sous forme d'une rémunération due pour les prestations de mesure présentée séparément dans la facture (art. 11). L'imputation des coûts est soumise au contrôle de l'EnCom (art. 30, al. 2, let. b). La comptabilité analytique permet de séparer les coûts de réseau des coûts de mesure. Les tarifs de mesure doivent être établis en fonction du principe de causalité. Si des différences de couverture (positives ou négatives) apparaissent, elles doivent être compensées au cours des périodes tarifaires suivantes par une adaptation des tarifs, à l'instar de ce qui prévaut pour les coûts de réseau. Le Conseil fédéral arrêtera la méthode servant à calculer le montant adéquat du rendement du capital investi (*WACC*) dans la mesure de décompte. Les coûts de mesure facturés individuellement ne peuvent pas entrer dans le calcul des tarifs de mesure.

Proposition 2: Ouverture complète du marché pour la mesure de décompte

Art. 21 Libre choix du fournisseur de la mesure de décompte

Le domaine des systèmes de mesure couvre la désignation et la gestion des points de mesure (attribution, enregistrement et documentation des points de mesure), la mesure d'exploitation et la mesure de décompte. La mesure d'exploitation, qui concerne les installations de mesure *dans* le réseau, fait partie des services-système (art. 3, let. m) et comprend la saisie des données de mesure utiles aux tâches de gestion de l'exploitation du réseau (visant à assurer le bon fonctionnement du réseau). La mesure de décompte (art. 3, let. j) comprend l'exploitation de stations de mesure (intégration, exploitation et maintenance des instruments de mesure) et les prestations de mesure (saisie, traitement et transmission des données mesurées). L'ouverture du marché ne concerne que la mesure de décompte.

L'al. 1 prévoit la possibilité pour les consommateurs finaux, les producteurs de gaz et les exploitants d'installations de stockage de choisir librement leur fournisseur de prestations de mesures et leur exploitant de stations de mesure. Le marché de la mesure de décompte est ainsi totalement ouvert.

L'al. 2 prévoit que le gestionnaire de réseau reste responsable pour l'exécution de la mesure de décompte dans sa zone de desserte si le droit au libre choix n'est pas exercé par ses ayants droit. Il devra notamment convenir avec ceux-ci, par un contrat séparé ou par le contrat de fourniture de gaz, des conditions d'exploitation des données et des coûts de mesure que le client devra prendre en charge notamment. Le gestionnaire de réseau sera donc libre de fixer le prix qu'il entend appliquer à ses clients, sous réserve des règles applicables à la concurrence.

L'al. 3 habilite le Conseil fédéral à régler différents points, à savoir la procédure à suivre en cas de changement d'exploitant de stations de mesure ou de prestataire de

mesure (*let. a*), la répercussion, par le gestionnaire de réseau, des coûts liés à l'exercice du libre choix du consommateur final (*let. b*) ainsi que les obligations des exploitants des stations de mesure et des prestataires de mesure (*let. c*).

Art. 22 Exigences concernant les installations de mesure

Outre les caractéristiques techniques, le Conseil fédéral doit également accorder une attention particulière à la sécurité des données de ces infrastructures critiques sous l'angle du droit de la protection des données, notamment en ce qui concerne la transmission automatisée et numérique des données.

Le Conseil fédéral fixe, en tenant compte de la loi fédérale du 17 juin 2011 sur la métrologie⁴¹ et ses dispositions d'exécution, les exigences minimales concernant les caractéristiques techniques des installations de mesure. À titre d'exemple, l'utilisation généralisée des systèmes de mesure intelligents n'est pas prévue. Selon l'état actuel de la technique, il apparaît judicieux de ne soumettre que les clients dont la consommation annuelle est d'au moins 1000 MWh à l'obligation d'utiliser un appareil de mesure enregistreur de la courbe de charge muni d'un système de transmission automatique des données. À l'avenir, si les développements techniques se poursuivent, un rapport coût-utilité raisonnable pourrait être atteint à une valeur seuil inférieure, ce qui nécessitera une adaptation des dispositions d'exécution édictées par le Conseil fédéral. De plus, les exigences techniques minimales (portant notamment sur la conversion des quantités, la sécurité des données) pourront être précisées le cas échéant par des directives propres à la branche (p. ex. règles techniques de la SSIGE).

Section 4 Bilans d'ajustement

Art. 23 Groupes-bilan

Les dispositions relatives aux bilans d'ajustement visent à ce que les quantités de gaz injectées soient équivalentes à celles soutirées pendant une période déterminée (période d'ajustement). Elles sont largement semblables aux dispositions législatives concernant l'approvisionnement en électricité.

Conformément à l'*al. 1, 1^{re} phrase*, tout utilisateur du réseau doit appartenir à un groupe-bilan. On peut ainsi garantir que tous les points d'injection et de soutirage utilisés sont attribués adéquatement. L'utilisateur du réseau peut aussi constituer son propre groupe-bilan au lieu d'adhérer à un groupe-bilan préexistant. Selon la *2^e phrase*, aucun consommateur final du libre marché ne peut être attribué à un groupe-bilan auquel sont attribués des consommateurs finaux de l'approvisionnement régulé. L'inverse vaut également. En revanche, les opérations d'ajustement soumises à des restrictions infrajournalières n'exigent pas que soient constitués des groupes-bilan séparés (art. 25).

⁴¹ RS 941.20

Le contrat constituant le groupe-bilan (*al. 2*) fixe les modalités des bilans d'ajustement (p. ex. imputation de l'énergie d'ajustement) de manière standardisée et sous la surveillance de l'EnCom (art. 30, al. 2, let. a). La liberté contractuelle s'applique à l'organisation interne des groupes-bilan. Cette remarque s'applique en particulier aux contrats d'affiliation aux groupes-bilans, dans le cadre desquels des sous-groupes-bilan peuvent être constitués.

Art. 24 Gestion des bilans d'ajustement

Conformément à l'*al. 1*, le RZM est chargé d'assurer la gestion des bilans d'ajustement (art. 3, let. k) pour réaliser une zone-bilan uniforme comprenant l'ensemble de la zone de marché. Il perçoit à cet effet auprès des responsables des groupes-bilan une rémunération à hauteur de ses coûts, la rémunération pour l'ajustement. Par sa conception de la gestion des bilans d'ajustement, il peut et doit donner aux groupes-bilan des incitations à se comporter aussi utilement que possible pour le système. Dans ce cadre, il tient compte des dispositions correspondantes de l'UE⁴².

Les *al. 2 et 3* prescrivent le système de la comptabilisation journalière. Au terme de chaque jour gazier, le RZM décompte les soldes des groupes-bilan (sans tolérance) et les remet à zéro. Un jour gazier compte 24 heures, de 6h00 à 6h00 (HEC). L'énergie d'ajustement à payer résulte de la différence entre d'une part les quantités de gaz notifiées (prévues) par le responsable d'un groupe-bilan pour l'injection et pour le soutirage et, d'autre part, les quantités effectivement attribuables (allouables) à son groupe-bilan. Aucune différence ne saurait survenir dans les échanges de gaz avec d'autres groupes-bilan et les zones de marché étrangères voisines (quantités négociées): dans ce cadre, les prévisions indiquées par les responsables de groupes-bilan concernés doivent précisément concorder, sans quoi le RZM n'accepte pas la notification.

S'agissant de la conception précise de la gestion des bilans d'ajustement, il est particulièrement intéressant de savoir comment s'effectuent la notification et l'attribution des quantités de gaz à un groupe-bilan pour des points de mesure sans mesures horaires, c'est-à-dire pour des consommateurs finaux pour lesquels une mesure de la courbe de charge ne peut être effectué (cf. commentaire de l'art. 21, al. 2 [Proposition 1] respectivement art. 22 [Proposition 2]). L'*al. 4* prévoit que les prévisions doivent alors reposer sur des profils de charge standard que les gestionnaires de réseau, à savoir avant tout les gestionnaires d'un réseau de distribution, doivent élaborer avec le RZM et qui doivent être publiés (art. 32). Ces gestionnaires doivent aussi assumer la responsabilité de l'attribution des divers profils aux consommateurs finaux, assurer les prévisions à un rythme au moins journalier et transmettre les résultats des prévisions aux utilisateurs du réseau et au RZM. Comme cette obligation leur échoit en leur qualité de gestionnaires de réseau, les dépenses correspondantes sont assimilables aux coûts de réseau imputables et ce, même si elles sont liées au secteur de l'énergie.

⁴² En particulier du 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 91/15 du 27.3.2014

Le Conseil fédéral précisera la conception de la gestion des bilans d'ajustement (*al. 5*). L'obligation d'acquérir l'énergie de réglage nécessaire (*let. a*) selon des critères objectifs, transparents, non discriminatoires et économiques est, par exemple, envisageable. Avant de recourir à l'énergie de réglage, le RZM doit utiliser l'offre de flexibilités du stockage en conduite ainsi que des réservoirs tubulaires ou sphériques du réseau de transport. L'art. 27, al. 2, lui ménage le droit d'accès nécessaire à cet effet. Le Conseil fédéral peut définir les modalités, la fréquence et les moments d'une notification (prévision) ou de son renouvellement possibles ou obligatoires (*let. b*). Pour ce qui est de fixer les prix de l'énergie d'ajustement (*let. c*), on envisage un système à deux prix (prix différents selon que les quantités de gaz sont supérieures ou inférieures aux chiffres notifiés) qui s'oriente en fonction des prix de l'énergie de réglage. En ce qui concerne le montant de la rémunération pour l'ajustement (*let. d*), il faut tenir compte des besoins de structuration et de la qualité probable des prévisions. Dans le cas de restrictions infrajournalières (art. 25), comme le prévoit déjà l'*al. 1*, une rémunération pour l'ajustement réduite est donc prévue.

Art. 25 Restrictions infrajournalières

Les restrictions dites infrajournalières constituent l'exception au principe de la comptabilisation journalière (art. 24, al. 2). Elles s'imposent en particulier lorsqu'il s'agit de fournir des clients finaux dont la consommation est très importante. Des restrictions infrajournalières peuvent aussi s'avérer judicieuses pour fournir des consommateurs finaux dans l'approvisionnement régulé. La possibilité prévue à l'*al. 1*, 2^e phrase, que les responsables des groupes-bilan se soumettent volontairement à des restrictions infrajournalières lors de la fourniture de grands consommateurs finaux n'est pas seulement utile au système, elle peut aussi se révéler financièrement intéressante lorsque la prévisibilité de la consommation est bonne. Les restrictions infrajournalières allègent la charge du RZM dans ses tâches de structuration (recours à l'énergie de réglage ou à la flexibilité), ce qui réduit la rémunération pour l'ajustement qui lui est due (art. 24, 2^e phrase). Le Conseil fédéral fixera la consommation annuelle minimale requise pour que cette option soit accordée, respectivement pour qu'elle puisse être utilisée.

En cas de restrictions infrajournalières et indépendamment de l'énergie d'ajustement éventuellement due en sus, des contributions aux coûts de la flexibilité sont dues au RZM en fonction des écarts (sur une base horaire) cumulés durant la journée (*al. 2*). Le RZM dispose d'une certaine marge de manœuvre dans la conception de restrictions infrajournalières, en particulier pour définir d'éventuelles tolérances. Quant aux dispositions d'exécution, l'idée est que les contributions aux coûts de la flexibilité doivent, d'une part, refléter les coûts du RZM dans sa gestion des restrictions infrajournalières et qu'elles doivent, d'autre part, inciter à un comportement d'utilisation du réseau aussi favorable au système que possible.

Art. 26 Échange de quantités de gaz entre les groupes-bilan

L'*al. 1* prévoit que le RZM permet aux responsables des groupes-bilan de procéder aux échanges des quantités négociées sur une plateforme (électronique), c'est-à-dire au point d'échanges virtuels. Cette mesure vise à obtenir une liquidité aussi élevée

que possible sur la plateforme d'échanges suisse. C'est pourquoi la contribution due pour l'utilisation de la plateforme, visée à l'*al. 2*, ne doit pas forcément couvrir l'intégralité des coûts. Le Conseil fédéral pourrait en effet prévoir que les coûts restants soient couverts par les recettes provenant de la gestion des capacités du réseau de transport (cf. art. 18, al. 2 et 4).

Section 5 Installations de stockage et stockage en conduite

Art. 27

Aux termes de l'*al. 1*, les réservoirs sphériques ou tubulaires existants qui sont raccordés au réseau de gaz doivent prioritairement être utilisés au service du réseau en préservant sa stabilité (*let. a et b*). Il n'est pas permis d'y recourir à des fins commerciales et leur utilisation pour structurer les fournitures de gaz se limite à l'approvisionnement régulé lorsque celui-ci est soumis à des restrictions infrajournalières dans le cadre des bilans d'ajustement (*let. c*). Toutes les installations de stockage actuellement disponibles en Suisse sont soumises à ces dispositions à l'exception du réservoir de gaz naturel liquéfié (GNL) de Bellinzone. Au besoin, le Conseil fédéral peut prévoir des dispositions spéciales pour ce réservoir en vertu de l'art. 2, al. 3, let. a. L'*art. 27* ne s'applique pas aux installations de stockage qui seront raccordées au réseau de gaz après l'entrée en vigueur de la loi. Leur utilisation n'est donc pas soumise aux restrictions visées à l'*al. 1*. Conformément à l'art. 13, al. 1, leurs exploitants devront, eux aussi, en outre conclure des contrats d'injection et de soutirage avec le gestionnaire de réseau concerné (cf. remarques concernant les art. 3 et 17).

L'*al. 2* confère au RZM un droit d'accès prioritaire à la flexibilité des installations de stockage et du stockage en conduite du réseau de transport. Un tel droit lui est nécessaire pour qu'il puisse effectuer la comptabilisation journalière, d'autant que la stabilité du réseau doit être maintenue principalement par des sources de flexibilité indigènes et qu'il ne peut recourir de ce fait que subsidiairement à l'énergie de réglage (cf. commentaire de l'art. 24, al. 5, let. a). Les modalités d'accès, y compris la rémunération due par le RZM, font l'objet des dispositions contractuelles.

Afin d'éviter que les coûts de la structuration ne soient financés par la rémunération perçue pour l'utilisation du réseau, le recours à une installation de stockage au sens de l'*al. 1, let. c*, doit être adéquatement rémunéré (*al. 3*).

L'*al. 4* prévoit que les coûts de capital et d'exploitation de ces installations de stockage, qui sont actuellement presque toutes exploitées par les gestionnaires de réseau eux-mêmes, sont imputables en tant que coûts de réseau pour autant que lesdites installations soient exploitées efficacement. Le montant de la rétribution des utilisations visées à l'*al. 1, let. b et c*, doit être déduit de ces coûts. Une exploitation efficace suppose que ces réservoirs sont capables de générer une utilité pour atteindre les buts mentionnés à l'*al. 1*. Cette réglementation donne à ces installations de stockage assez petites, qui sont aujourd'hui surtout utilisées sur une base horaire, une certaine garantie d'existence quelle que soit la comptabilisation journalière (art. 24, al. 2).

Chapitre 4 Responsable de la zone de marché

Art. 28 Constitution

Les *al. 1 et 2* prévoient que les entreprises de l'économie gazière créent une société de capitaux ou une société coopérative, conjointement avec des communautés d'intérêts des consommateurs, et qu'elles l'instituent responsable de la zone de marché (RZM) moyennant l'approbation de ses statuts par le DETEC. Les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires d'un réseau de distribution intéressés peuvent en particulier faire usage de cette possibilité. La participation de représentants des consommateurs contribue à l'indépendance du RZM. La réserve liée à l'approbation du DETEC s'applique aussi à d'éventuelles modifications des statuts. Afin de ménager un créneau temporel suffisant pour la création et l'institution du RZM, le Conseil fédéral pourrait éventuellement mettre l'*art. 28* en vigueur un peu plus tôt que les autres dispositions de la présente loi.

Si le RZM n'est pas constitué par l'approbation de ses statuts, soit que les statuts ne satisfassent pas aux exigences concernant son organisation, soit qu'une telle société ne soit pas même fondée dans le délai utile, le Conseil fédéral doit veiller en vertu de l'*al. 3* à l'accomplissement des tâches dévolues au RZM. À cet effet, il pourrait par exemple confier celles-ci à un acteur existant, indépendant de l'économie gazière, ou instituer le RZM en la forme d'une unité administrative de droit public.

Art. 29 Organisation et financement

Selon l'*al. 1*, le RZM doit être totalement indépendant de l'économie gazière et satisfaire aux éventuelles exigences supplémentaires que poseront à son organisation les dispositions d'exécution. En particulier, une séparation complète au niveau du personnel (conseil d'administration, direction et autres membres du personnel) et une dotation autonome en ressources sont indispensables. En outre, aucun propriétaire de parts ou d'actions ne doit pouvoir exercer une influence déterminante en raison d'une participation majoritaire. La séparation du RZM par rapport aux entreprises de l'économie gazière engagées dans la libre concurrence doit être au moins aussi nette que celle prévue par les dispositions de la LApEI pour la société nationale du réseau de transport. Si cette condition n'est pas remplie, le DETEC n'approuvera pas les statuts. L'*al. 2* vise aussi à l'indépendance du RZM.

Les pouvoirs publics ne devront pas participer au financement du RZM. Se basant sur l'*al. 3*, le Conseil fédéral définira quelles recettes le RZM alloue à la couverture des différents coûts. Il s'agit de mettre la structure des différents revenus en relation avec les coûts que supporte le RZM dans les différents domaines de son activité. Il génère des recettes par la gestion des capacités du réseau de transport (art. 18, al. 2 et 4), la rémunération pour l'ajustement (art. 24, al. 1), l'énergie d'ajustement (art. 24, al. 3), les contributions aux coûts de la flexibilité (art. 25, al. 2) et la contribution à la couverture des frais pour l'utilisation du point d'échange virtuel (art. 26, al. 2). Le RZM doit faire face aux coûts de la gestion des capacités du réseau de transport (art. 14 et 18), y compris la gestion des congestions (art. 15), aux coûts de la gestion

des bilans d'ajustement (art. 23 à 26) et à ceux de la coordination des changements de fournisseur (cf. remarques concernant l'art. 10).

Chapitre 5 Commission de l'énergie

Art. 30 Organisation, tâches et voies de recours

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. Dans cet esprit, l'actuelle Commission de l'électricité (ElCom) devient la Commission de l'énergie (EnCom), qui assume la fonction de régulateur également pour la présente loi et pour ses dispositions d'exécution (*al. 1*). Comme cela est le cas actuellement, son organisation se base sur l'art. 21 LApEl. En outre, les dispositions figurant à l'art. 22, al. 5 et 6, LApEl sur la coordination avec les autorités de régulation étrangères et les organes internationaux ainsi que sur l'information du public s'appliquent aussi à ses activités dans le marché du gaz. Il en va de même des dispositions concernant les voies de recours visées à l'art. 23 LApEl (*al. 3*), y compris le cas échéant du droit de recours contre les jugements du Tribunal administratif fédéral tel qu'il a été proposé dans le projet de modification de la LApEl mis en consultation le 17 octobre 2018.

Outre le fait que l'observation de la situation de l'approvisionnement sur le marché du gaz incombe exclusivement à l'OFEN, en coopération avec l'OFAE (art. 6, al. 2), les tâches et les compétences de l'EnCom ne diffèrent qu'insensiblement de celles qui lui reviennent dans le domaine de l'électricité. En particulier, elle prend et édicte les décisions nécessaires à l'application de la présente loi et de ses dispositions d'exécution. Certaines tâches et compétences de l'EnCom sont explicitement traitées à l'*al. 2*: elle statue, en cas de litige ou d'office, sur l'accès au réseau et sur les conditions d'utilisation du réseau (*let. a*). Le droit à une décision en cas de litige fournit la garantie de l'accès au juge (art. 29a de la Constitution fédérale [Cst.]⁴³). Le terme de «conditions d'utilisation du réseau», dont l'acception est large, comprend par exemple la conception des contrats d'injection et de soutirage (art. 13), les détails relatifs à la gestion des capacités, y compris la gestion des congestions (art. 14 s.) et la gestion des bilans d'ajustement (art. 23 à 26). L'EnCom statue, également d'office ou en cas de litige, sur l'adéquation des tarifs et l'imputation correcte des coûts (*let. b*). Cette responsabilité comprend la possibilité d'exercer une influence sur la méthode de fixation des tarifs d'utilisation du réseau de transport (art. 18, al. 1 et 5). Selon la *let. c*, l'EnCom s'assure que le RZM accomplit efficacement ses tâches, qu'il ne fait pas de bénéfice et qu'il respecte les exigences posées à l'utilisation de ses recettes (cf. art. 29, al. 2). Elle veille à ce que les produits de capacité, dont l'utilisation est soumise à des restrictions au sens de l'art. 14, al. 4, ne soient proposés que dans la mesure nécessaire ou qu'ils ne soient, si cela est possible, pas du tout proposés (*let. d*). En raison de son expertise spécifique, il lui incombe, à elle, et non pas à la COMCO

⁴³ RS 101

(cf. art. 7, al. 2, let. c, LCart) de procéder à la correction des conditions abusives dans l'approvisionnement de remplacement (*let. e*).

Les profils de charge standard sont d'une importance cruciale notamment pour le libre choix du fournisseur ou pour accéder au réseau (cf. commentaire de l'art. 41, al. 1). La *let. f* attribue par conséquent à l'EnCom une compétence subsidiaire pour le cas où la branche ne les élaborerait pas dans le délai prescrit (un an à partir de l'entrée en vigueur de la loi).

La compétence visée à la *let. g* est inspirée des dispositions du droit de l'UE⁴⁴. Une telle exception peut aussi ne s'appliquer qu'à une partie de la nouvelle capacité ou de la capacité agrandie.

Art. 31 Publication des comparatifs de qualité et d'efficacité

L'*al. 1* introduit une régulation dite Sunshine. Elle sert à la transparence et doit contribuer à une qualité adéquate et à une grande efficacité dans la fourniture des prestations. Dans le cadre de son domaine de compétence, l'EnCom dispose d'une certaine latitude quant au choix des domaines d'activité qu'elle compare en les soumettant à des critères appropriés (p. ex. stabilité de l'exploitation du réseau, tarifs d'utilisation du réseau, tarifs de mesure et tarifs du gaz dans l'approvisionnement régulé, coûts de réseau et de mesure imputables, obligations de publier, processus d'échange de données et d'information). Pour améliorer la comparabilité des résultats, il peut être indiqué de répartir les gestionnaires d'un réseau de distribution et les acteurs chargés de l'approvisionnement régulé en groupes selon des critères objectifs. Le Conseil fédéral peut donner des directives plus précises à l'EnCom, également sur les modalités de publication des résultats. En vertu de l'art. 34, al. 1, l'EnCom peut demander les données nécessaires auprès des exploitants ou des propriétaires des réseaux.

L'*al. 2* prévoit que l'OFEN évalue les résultats des comparaisons tous les cinq ans, l'EnCom devant mettre à sa disposition les données nécessaires conformément à l'art. 36, al. 1. Si l'évaluation révèle que les gains d'efficacité et leur impact sur les coûts de réseau sont insuffisants, le Conseil fédéral soumet au Parlement un projet visant à introduire une régulation incitative, qui remplacerait ou compléterait la régulation Sunshine. L'introduction d'une régulation incitative correspondrait au passage d'une régulation *ex post* à une régulation *ex ante*. Dans ce cadre, des directives seraient adressées aux gestionnaires d'un réseau de distribution concernant leurs revenus durant une période de régulation (normalement de quatre à cinq ans). Ces directives découleraient des valeurs d'efficacité des gestionnaires de réseau qui seraient déterminées par comparaison statistique (*benchmarking*).

⁴⁴ Cf. art. 36 de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE, JO L 211/94 du 14.8.2009, p. 94.

Chapitre 6

Gestion des informations et des données, assistance administrative et taxe de surveillance

Art. 32 Obligation de publication

L'énumération des informations qui sont nécessaires à l'utilisation du réseau et à l'approvisionnement en gaz et doivent en conséquence être publiées n'est pas exhaustive. Par exemple, il faut aussi des indications sur la qualité requise du gaz. Pour les capacités du réseau qui doivent être publiées par les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires d'un réseau de distribution ainsi qu'en partie par le RZM (de manière centralisée et électronique) pour ce qui est du niveau du réseau de transport, il s'agit de données quantitatives sur l'utilisation des points d'injection et de soutirage (capacités techniques, contractuelles et disponibles).

Art. 33 Échange de données et processus d'information

L'*art. 33* a pour objet l'échange de données et d'informations, qui est indispensable en particulier pour les bilans d'ajustement (art. 23 à 26) et le déroulement harmonieux des processus de changement (art. 10). Si les données et informations requises ne sont pas fournies en temps utile ou dans la qualité voulue, l'accès au marché de fournisseurs tiers s'en trouve entravé. C'est pourquoi cette réglementation est assortie d'une disposition pénale (art. 38, al. 1, let. c).

Concrètement, le contenu des données et informations visées à l'*al. 1* correspond à ce qui est nécessaire pour accomplir les tâches et les processus (notamment l'exploitation du réseau, la gestion des bilans d'ajustement, 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 autres acteurs susceptibles d'avoir la compétence et l'obligation d'échanger des données comprennent notamment les exploitants des installations de stockage et les fournisseurs. L'obligation concerne tout acteur qui dispose de données et informations pertinentes.

Il convient d'observer les dispositions régissant la protection des données. Selon la loi fédérale du 19 juin 1992 sur la protection des données (LPD)⁴⁵, le traitement de données de mesure et de données de base qui n'est pas absolument nécessaire à un approvisionnement en gaz correct ne peut avoir lieu qu'avec le consentement explicite de la personne concernée (art. 4 LPD). La volonté d'être raccordé au réseau ne peut pas être considérée comme un consentement implicite. En outre, les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants d'installations de stockage ont, envers tous les acteurs impliqués dans le traitement des données, un droit à recevoir gratuitement toutes leurs données de mesure et de base (art. 8 LPD). Les entreprises d'approvisionnement en gaz constituées selon le droit cantonal ou communal sont soumises aux dispositions cantonales et communales relatives à la protection des données (art. 2 LPD).

⁴⁵ RS 235.1

L'*al. 2* contient une norme de délégation large. Sur cette base, le Conseil fédéral peut préciser la mise à disposition des données et des informations concernées. Il s'agit notamment d'arrêter les délais déterminants, la forme de la transmission (p. ex. automatisation) et particulièrement les formats de données. Ces précisions servent à garantir l'uniformité et la qualité requise. En outre, le Conseil fédéral peut concrétiser le contenu des données et des informations nécessaires.

Art. 34 Obligation de renseigner

Les entreprises de l'économie gazière et le RZM sont tenus de transmettre les informations et données à l'OFEN et à l'EnCom et de mettre à la disposition des autorités les documents dont elles ont besoin pour appliquer la loi ou pour la développer (*al. 1*). Il s'agit par exemple des documents nécessaires au Conseil fédéral pour arrêter la méthode d'évaluation des installations du réseau au moyen de valeurs de comparaison (cf. art. 19, al. 5, let. c). Le secret de fonction et le secret commercial sont régis par les art. 162 et 320, ch. 1, du code pénal⁴⁶.

L'*al. 2* contient la même réglementation que l'art. 26a, al. 1, OApEl qui concerne, lui, l'approvisionnement en électricité. Lors de la conception des dispositions d'exécution, le Conseil fédéral pourra s'inspirer du modèle découlant des art. 26a ss OApEl.

Art. 35 Protection des données

L'*al. 1* constitue la base juridique, au sens de l'art. 17, al. 2, LPD, permettant à l'OFEN et à l'EnCom le traitement, y compris la conservation électronique, de données relatives à des poursuites et sanctions pénales. L'*al. 2* habilite au sens de l'art. 19, al. 1, LPD le Conseil fédéral à prévoir la publication de certaines données personnelles par l'OFEN ou l'EnCom.

Art. 36 Assistance administrative

L'OFEN peut avoir besoin de données provenant de l'EnCom, par exemple dans le cadre de la tâche qui lui incombe d'observer la situation de l'approvisionnement (cf. art. 6, al. 2). Un échange mutuel de données peut en outre intervenir dans le champ de la régulation Sunshine (art. 31) (*al. 1*).

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'administration⁴⁷, l'obligation de fournir des données s'étend aux autres autorités de la Confédération et aux cantons (*al. 2*), sous réserve de dispositions spéciales contraires (cf. p. ex., art. 25 LCart). L'*art. 36* est complété par l'obligation de renseigner incombant aux privés (art. 34, al. 1).

⁴⁶ RS 311.0

⁴⁷ RS 172.010.1

Art. 37 Taxe de surveillance

À l’instar de l’art. 28 LApEl, la présente loi contient aussi une base juridique permettant la perception d’une taxe de surveillance. Cette taxe est censée couvrir les coûts de surveillance qui ne sont pas imputables individuellement et qui ne peuvent donc pas être financés par des émoluments.

Chapitre 7 Dispositions pénales

Art. 38

Les actes ou omissions punissables sont énumérés exhaustivement à l’*al. 1*. En cas de commission de l’infraction par négligence, la peine est limitée à 20 000 francs (*al. 2*). La personne physique qui a commis l’infraction est, en principe, incriminée. Si l’amende entrant en ligne de compte n’excède pas 20 000 francs et si les conditions visées à l’art. 7 de la loi fédérale du 22 mars 1974 sur le droit pénal administratif (DPA)⁴⁸ 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. 39 Dispositions d’exécution

L’*al. 1* établit le principe de subsidiarité. L’*al. 2* constitue la base légale formelle, requise en vertu de l’art. 48, al. 2, de la loi du 21 mars 1997 sur l’organisation du gouvernement et de l’administration (LOGA)⁴⁹, pour déléguer des compétences législatives à l’office fédéral. L’*al. 3* garantit que la compatibilité avec le droit de l’UE (en particulier les codes de réseau de la Commission européenne) visée par la présente loi soit préservée également au niveau des directives propres à la branche. Il est envisagé que le Conseil fédéral prévoira l’obligation que de telles directives sectorielles soient élaborées après consultation préalable des milieux intéressés.

Art. 41 Dispositions transitoires

Les *al. 1 à 4* contiennent des dispositions transitoires concernant l’ouverture partielle du marché. Le libre choix du fournisseur implique, pour des raisons techniques dans l’ajustement, que le site de consommation concerné dispose d’un système de mesure de la courbe de charge, ou alors qu’il soit possible de prévoir la consommation ou le profil de soutirage au moyen de profils de charge standard (*al. 2*). Ceux-ci doivent être élaborés par les gestionnaires de réseau et le RZM dans un délai d’un an à compter de l’entrée en vigueur de la loi (art. 24, al. 4, en relation avec l’*al. 1*). C’est donc au plus tard à ce moment-là que tous les consommateurs finaux qui y ont droit pourront

⁴⁸ RS 313.0

⁴⁹ RS 172.010

choisir librement leur fournisseur. L'*al.* 3 garantit que le droit de choisir librement son fournisseur puisse être exercé indépendamment de ce délai d'un an pour autant que le consommateur final soit disposé, dans le cadre de la rémunération due pour les prestations de mesure (art. 22), à subvenir aux coûts supplémentaires liés à la mesure d'une courbe de charge. Ce droit à l'installation immédiate d'un appareil de mesure de la courbe de charge existe même si les dispositions légales n'exigent pas impérativement une telle mise en place sur le site de consommation concerné.

En ce qui concerne la convention de branche, qui pose des conditions relativement restrictives pour accéder au réseau, la disposition de l'*al.* 4 préserve en quelque sorte les droits acquis.

Al. 5: à l'entrée en vigueur de la présente loi, la compétence de gérer les capacités du réseau de transport passera au RZM (art. 14, al. 1). Les conventions sur l'utilisation des capacités passées antérieurement entre les gestionnaires de réseau de transport et des tiers seront alors caduques. Afin de ménager autant que possible une introduction en douceur du nouveau droit, les contrats à long terme bénéficient d'une protection des droits acquis jusqu'au 31 décembre 2024 au plus tard. La condition est que les contrats aient été conclus avant le 30 octobre 2019 (ouverture de la consultation), soit à une époque où les modifications juridiques inhérentes à l'entrée en vigueur de la présente loi n'étaient pas encore concrètement prévisibles. Le choix de la deuxième date de référence (31 décembre 2024) se justifie par le fait que les contrats à long terme actuels expireront au plus tard à cette date, certains contrats comprenant une option de prolongation. Les contrats de fourniture ou de prélèvement d'énergie (sans convention d'utilisation de capacité) ne sont pas touchés par l'entrée en vigueur de la loi.

Al. 6: selon l'art. 19, al. 4, les coûts de capital imputables sont calculés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction des installations du réseau. Une évaluation dite synthétique n'est possible qu'aux conditions restrictives prévues par la loi. L'*al.* 6 prévoit une exception importante pour les installations du réseau déjà existantes: si, dans ses comptes annuels (bilan), le gestionnaire de réseau a déjà amorti complètement une installation déterminée au 30 octobre 2019 (ouverture de la consultation) ou s'il ne l'a pas portée aux actifs, il en subira les conséquences au niveau de sa comptabilité financière en ce que l'installation visée ne sera pas prise en compte dans le calcul des coûts de capital imputables. 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 ces 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 sa situation pour éviter cette conséquence juridique. Les exigences posées à l'administration des preuves se limitent alors à la vraisemblance de ses affirmations.

L'*al.* 7 se réfère au règlement amiable conclu en octobre 2014 par le Surveillant des prix et cinq gestionnaires de réseau de transport. 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 liée (fonds d'investissement de 12,5 à maximum 251 millions de francs par an). Les coûts de capital des investissements financés par ce fonds représentent des coûts de réseau imputables selon le règlement

amiable. La durée du règlement amiable a été fixée jusqu'à l'entrée en vigueur d'une loi sur le marché du gaz, mais au plus tard jusqu'au 31 décembre 2019. L'*al. 7* signifie clairement dans ce contexte que les ressources de ce fonds d'investissement ne constitueront plus des coûts de capital imputables à partir de l'entrée en vigueur de la loi et qu'elles devront être utilisées pour des investissements dans les installations du réseau. Les ressources du fonds ne doivent donc ni porter intérêts ni être amorties, pas plus que les installations qui ont été financées à l'époque par ce fonds. En effet, comme les moyens qui ont alimenté le fonds ont déjà été facturés une fois aux clients finaux, ceux-ci paieraient alors deux fois les installations concernées.

4.2 Modification d'autres actes

4.2.1 Loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie⁵⁰

Art. 15, al. 1, let. b

La nouvelle formulation prend en compte, outre le gaz issu de la biomasse (biogaz), les gaz synthétiques renouvelables tels que ceux produits par les installations P2G («power-to-gas»). Les technologies P2G se développent et ouvrent de nouvelles possibilités dans la production de gaz renouvelables. Divers projets pilotes sont mis en œuvre. Ces nouveaux gaz renouvelables pourraient accroître à l'avenir la part des énergies renouvelables en Suisse et contribuer à la décarbonisation de maints secteurs. La nouvelle formulation s'inspire des adaptations de la loi du 7 octobre 1983 sur la protection de l'environnement⁵¹, qui sont proposées dans le message du 1^{er} décembre 2017 relatif à la révision totale de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2020⁵² (cf. art. 7, al. 9 et 10). Elle concorde en outre avec la terminologie de la loi du 21 juin 1966 sur l'imposition des huiles minérales⁵³ (art. 2, al. 3, let. d).

Art. 30, al. 4, let. f

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

4.2.2 Loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité⁵⁴

Art. 8, al. 3

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

⁵⁰ RS 730.0

⁵¹ RS 814.01

⁵² FF 2018 229

⁵³ RS 641.61

⁵⁴ RS 734.7

Art. 21, al. 1

En conséquence de leur champ de compétence élargi, les membres de l'EnCom doivent désormais être aussi indépendants de l'économie gazière.

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.

4.2.3 Loi du 4 octobre 1963 sur les installations de transport par conduites⁵⁵

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. Les modifications mineures sont aussi concernées. Dans la pratique, il s'est avéré que cette réglementation était trop rigide et qu'elle entraîne des délais 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 une procédure d'approbation des plans 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 ou de tiers et qu'il ne requiert aucune autorisation ou approbation selon d'autres dispositions du droit fédéral. Par exemple, les travaux de maintenance ou les adaptations minimales d'installations existantes 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 lorsque ces mesures ne sont pas absolument nécessaires.⁵⁶

Le libellé de l'al. 5 est identique à la nouvelle disposition de l'art. 16, al. 7, de la loi du 24 juin 1902 sur les installations électriques (LIE)⁵⁷. Le droit ferroviaire et le droit aéronautique 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 aéronautique⁵⁸;

⁵⁵ RS 746.1

⁵⁶ L'autorité unique peut aussi renoncer à consulter des services fédéraux dans les cas visés à l'art. 62a, al. 4, LOGA.

⁵⁷ RS 734.0

⁵⁸ RS 748.131.1

art. 1a de l'ordonnance du 2 février 2000 sur la procédure d'approbation des plans des installations ferroviaires⁵⁹).

Art. 13

La LApGaz règle de manière complète l'accès au réseau pour les conduites de 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 transport prévue à l'*art. 13* est pratiquement sans importance. Le cas échéant, elle pourrait aussi se fonder sur le droit de la concurrence. Cette disposition est donc abrogée.

Art. 17

La modification de cet article, en partie rédactionnelle, se justifie par l'abrogation de l'art. 13 LITC. L'*al. 2* est abrogé pour les raisons suivantes: le Conseil fédéral est compétent pour instituer les commissions extra-parlementaires et 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 d'assurance de responsabilité civile est de dix millions de francs pour les conduites servant au transport des combustibles et carburants liquides et de cinq millions de francs pour les conduites destinées au transport des combustibles et 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 passer au Conseil fédéral. Celui-ci clarifiera avec la branche de l'assurance et les exploitants d'installations de transport par conduites quelles sommes assurer, respectivement quelles primes sont envisageables. À cet égard, il faudra considérer que les sommes assurées ne peuvent être élevées au point que les primes dissuadent d'exploiter une conduite (cf. message du Conseil fédéral du 28 septembre 1962 à l'appui d'un projet de loi concernant les installations de transport par conduites de combustibles ou carburants liquides ou gazeux⁶⁰).

Art. 42, al. 3

La possibilité de prévoir une procédure assouplie et des dérogations au régime de l'autorisation doit aussi s'appliquer aux installations de transport par conduites

⁵⁹ RS 742.142.1

⁶⁰ FF 1962 II 818 et 819

placées sous la surveillance d'un canton. Une telle possibilité répond aux cas de moindre importance. Pour des raisons de sécurité juridique, le Conseil fédéral décrira plus précisément les situations où de telles dérogations s'imposent.

4.2.4 Loi du 19 juin 2015 sur l'infrastructure des marchés financiers⁶¹

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

5. Conséquences

5.1 Conséquences pour la Confédération

Pour mettre à profit dans le domaine du gaz les ressources déjà disponibles au sein du secrétariat de l'ElCom (locaux, infrastructure informatique, savoir-faire, personnel, etc.) et ne pas générer de conflit entre deux commissions décisionnelles, il est prévu de développer l'ElCom de façon à lui permettre d'assumer ses fonctions tant dans le domaine de l'électricité que dans celui du gaz. On examine dans quelle mesure les besoins supplémentaires en personnel de l'EnCom peuvent être compensés par des économies à la Surveillance des prix. Des postes supplémentaires sont nécessaires à l'OFEN pour observer la sécurité de l'approvisionnement et pour assumer les activités législatives qui lui incombent.

Onze postes supplémentaires au total seront donc probablement requis pour remplir les tâches de l'EnCom et de l'OFEN prévues dans la présente loi (surtout des postes d'économiste, d'ingénieur et de juriste). L'objectif est de couvrir complètement ces coûts par des émoluments et une taxe de surveillance. Les ressources en personnel à demander définitivement seront déterminées en fonction des résultats de la consultation.

L'entrée en vigueur de la LAPGaz coïncidera avec la création d'une nouvelle entité indépendante des autres acteurs et sans but lucratif: le responsable de la zone de marché (RZM). Il est prévu que la mise en place du RZM soit effectuée par la branche gazière. Si tel n'était pas le cas, le Conseil fédéral veillerait à ce que ses tâches soient accomplies. Le financement du RZM ne s'en trouverait en rien modifié, il serait également assuré par les sources de recettes prévues dans la loi.

5.2 Conséquences pour les cantons et les communes

Les modifications légales proposées n'entraînent pas directement de conséquences notables pour les cantons, ceux-ci n'assurant actuellement pas de tâches importantes sur le marché gazier. Il est simplement précisé que les raccordements au réseau sont

⁶¹ RS 958.1

soumis au droit cantonal, une précision qui n'entraîne aucune mesure directe du point de vue de la Confédération. Les communes propriétaires d'entreprises d'approvisionnement en gaz pourraient ressentir les conséquences de la loi et ce, en premier lieu, si la future valeur de rendement des entreprises concernées par l'ouverture partielle du marché devait se modifier. Cette valeur de rendement dépendra surtout de la manière dont lesdites entreprises se comporteront face à la concurrence. 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. Elle prévoit que le gestionnaire de réseau ne pourra répercuter sur le client les coûts correspondants que s'ils sont liés à l'exploitation du réseau et non au domaine de l'énergie. En pratique, peu de choses devraient changer, puisque cette condition est remplie dans le cas le plus fréquent de la concession accordée pour l'utilisation de biens-fonds. De même, les responsabilités demeurent inchangées en ce qui concerne l'approbation requise des plans 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). Le cas échéant, en leur qualité de client final, les pouvoirs publics profiteront de la liberté de choix du fournisseur, c'est-à-dire d'économies sur les dépenses énergétiques, et de produits innovants.

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

La possibilité de choisir son fournisseur de gaz, donnée à une partie des consommateurs (ouverture partielle du marché), aura l'impact le plus important sur l'économie. L'étude sur l'ouverture du marché gazier, mandatée par l'OFEN et publiée en janvier 2016⁶², permet de déduire les conséquences ci-après en cas d'ouverture partielle à partir du seuil proposé d'une consommation de gaz de 100 MWh par an.

Les économies réalisées par les *consommateurs finaux* concernés (industrie et moyennes entreprises), dépendent du taux de changement effectif, qui augmentera au fil des années, et sont d'environ 19 millions de francs par an cinq ans après l'ouverture et d'environ 34 millions de francs par an dix ans après l'ouverture selon les estimations sommaires découlant de l'étude précitée (dans l'hypothèse d'une consommation constante). Il ne s'agit là toutefois pas seulement de gains d'efficacité macroéconomique, mais aussi d'une redistribution des fournisseurs vers les consommateurs. Dans l'industrie et les moyennes entreprises, il en résulte une réduction des coûts, un renforcement de la compétitivité des entreprises et une libération de ressources financières qui peuvent servir à des investissements.

Selon des estimations sommaires ressortant de la même étude, en cas d'ouverture complète du marché, les économies réalisées par les consommateurs finaux s'élèvent

⁶² *Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmärktes*, juin 2016, Infrac et Frontier Economics (étude sur les différentes manières possibles d'ouvrir le marché suisse du gaz, en allemand).

à environ 40 millions de francs par an cinq ans après l'ouverture et à environ 70 millions de francs par an dix ans après l'ouverture (dans l'hypothèse d'une consommation constante).

L'entrée potentielle sur le marché de nouveaux fournisseurs accroît la pression concurrentielle parmi la centaine de *fournisseurs de gaz* suisses. Cette situation contraint les fournisseurs de gaz à améliorer leur efficacité et à abaisser leurs coûts, à optimiser leurs processus de distribution et de fidélisation de la clientèle et à créer de nouveaux produits. Le coût d'adaptation des structures et des processus ne survient qu'une fois (cf. ci-dessous pour les estimations de coûts). Les enseignements et les expériences accumulés ces dernières années sur le marché partiellement ouvert de l'électricité des pays européens voisins peuvent être mis à profit. De plus, le développement des technologies de l'information et les synergies avec l'approvisionnement en électricité, en chaleur à distance et en eau contribueront à limiter ce coût.

À court et moyen termes, des mesures de réduction des coûts pourraient entraîner un léger recul de l'emploi dans l'économie gazière. Puis, à moyen et long termes, l'emploi pourrait de nouveau croître grâce à des mesures supplémentaires de fidélisation de la clientèle et à des produits innovants. Sur le plan macroéconomique, ces effets restent minimes en raison de la faible proportion des personnes travaillant dans le secteur gazier par rapport à l'emploi total (env. 1650 personnes ou quelque 0,03% de l'emploi total en Suisse). Les effets sur le niveau général des prix sont négligeables. L'amélioration de la compétitivité des consommateurs finaux concernés devrait tendre à influencer positivement le PIB.

Deux études renseignent sur les *coûts* et l'*utilité* de l'ouverture (partielle) du marché ainsi que sur les coûts de l'élaboration des profils de charge standard et de l'équipement des clients en appareils de mesure intelligents.

L'étude portant sur les profils de charge standard⁶³ chiffre les coûts uniques d'installation d'un système de mesure de la courbe de charge pour les sites de consommation dont la consommation atteint au moins 1 GWh/an à environ 4 millions de francs, les coûts totaux (coûts du capital et coûts d'exploitation) étant évalués à 6 millions de francs après 20 ans. En outre, 6 millions de francs viennent s'y ajouter pour élaborer les profils de charge standard pour les sites de consommation dont la consommation annuelle est comprise entre 100 MWh et 1 GWh, les coûts totaux après 20 ans étant ici de 14 millions de francs. L'étude sur l'ouverture du marché gazier⁶⁴ chiffre les coûts d'adaptation pour les nouveaux systèmes informatiques et les processus à un montant unique d'environ 7 à 16 millions de francs. Ce chiffre est comparable aux coûts de capital selon l'étude mentionnée (9 à 10 millions de francs).

Au total, l'ouverture partielle du marché entraîne, pour les mesures de la courbe de charge, pour les profils de charge standard et pour les systèmes informatiques, des

⁶³ «Potentiel des profils de charge standards et des compteurs intelligents pour le marché du gaz», Décembre 2018, E-CUBE.

⁶⁴ *Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarktes*, juin 2016, Infrac et Frontier Economics (étude sur les différentes manières possibles d'ouvrir le marché suisse du gaz, en allemand).

coûts uniques d'adaptation (coûts de capital) d'environ 9 à 10 millions de francs et des coûts totaux après 20 ans de quelque 17 à 20 millions de francs.

Ces dépenses supplémentaire sont contrebalancées par les gains macroéconomiques estimés par l'étude et décrits ci-dessus ainsi que par les économies précitées pour les consommateurs, qui atteignent un montant estimé compris entre 19 et 34 millions de francs *par an*, par les effets positifs de la concurrence au fil du temps (innovation) et par le gain de sécurité juridique visé par la LApGaz.

Indépendamment de l'ouverture partielle du marché, la nouvelle *réglementation des tarifs d'utilisation du réseau* peut aussi influencer sur la macroéconomie et sur l'économie d'entreprise. Actuellement, les gestionnaires de réseau sont tenus, en vertu de la convention de branche et des directives sectorielles, de fixer séparément les tarifs d'utilisation du réseau tout en axant leur méthode de calcul sur celle appliquée dans le domaine de l'électricité. La LApGaz suit fondamentalement ce principe pour évaluer les installations. La situation ne devrait pas beaucoup changer dans l'ensemble en raison des restrictions prévues dans le cas des évaluations synthétiques et en raison de la disposition prévoyant que les installations du réseau complètement amorties ou celles qui n'apparaissent pas aux actifs dans la comptabilité financière ne peuvent pas être prises en compte dans l'évaluation. En revanche, le taux d'intérêts déterminant pour les coûts de capital (*WACC*) peut avoir des conséquences. Mais ce taux ne sera fixé qu'au niveau de l'ordonnance.

En résumé, la LApGaz devrait générer divers effets positifs pour l'économie, par exemple la sécurité juridique, la transparence des tarifs et des coûts, des gains d'efficacité et l'innovation. En outre, grâce au modèle entrée-sortie, la compatibilité avec le droit des États voisins se trouve sensiblement améliorée, ce qui facilite la coordination de la politique énergétique suisse avec celle des autres pays européens et concourt à l'intégration des marchés gaziers.

5.4 Conséquences environnementales

Dans l'ensemble, les effets sur l'environnement devraient être minimes. La réduction escomptée, mentionnée ci-dessus, des prix à la consommation finale pour les clients en mesure de choisir leur fournisseur et le potentiel accru de remplacement du pétrole par le gaz (naturel) qu'elle générera pourraient faire légèrement baisser les émissions de CO₂. À noter toutefois qu'en raison de la baisse des prix du gaz, la consommation de gaz (naturel) pourrait augmenter un peu et entraîner une hausse des émissions de CO₂ si le gaz ne se substituait pas au pétrole. Cette baisse des prix pourrait aussi faire diminuer quelque peu les incitations à investir dans l'amélioration de l'efficacité énergétique. Cependant, les émissions de CO₂ liées à la consommation de gaz sont bien plus influencées par la législation relative au climat que par les conséquences d'une ouverture partielle du marché. Différentes mesures prises par la Confédération, les cantons ou les communes encouragent, d'une part, l'efficacité énergétique ainsi que, d'autre part, le renoncement à l'agent énergétique fossile que représente le gaz naturel par la promotion d'agents énergétiques renouvelables ou de types de gaz renouvelables, comme le biogaz. Mentionnons en particulier la taxe sur le CO₂, les prescriptions relatives aux bâtiments et le programme Bâtiments des cantons, les

conventions d'objectifs passées entre les entreprises et l'OFEN et l'Office fédéral de l'environnement ou encore les plans énergétiques des communes. Selon les objectifs de l'économie gazière également, des quantités croissantes de gaz doivent être produites à partir de sources renouvelables (biomasse et électricité renouvelable).

Comme la production indigène de gaz est relativement limitée, l'injection de biogaz indigène représentant environ 1% de la consommation, et que la demande suffit aujourd'hui à écouler le biogaz produit en Suisse, l'ouverture partielle du marché n'affecte guère directement la production. La taxation croissante du CO₂ et les activités menées par la branche gazière pour accroître le gaz renouvelable dans le domaine de la chaleur renforcent les incitations à l'achat de biogaz. Des propositions sont aussi discutées au Parlement, dans le cadre des travaux en cours au sujet de la loi sur le CO₂, pour encourager l'injection de biogaz indigène.

6 Aspects juridiques

6.1 Constitutionnalité

Bases juridiques

Le projet se fonde principalement sur l'art. 91, al. 2, de la Constitution fédérale (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 compétence comprend notamment la régulation du marché. Elle couvre aussi bien les installations de transport par conduites placées sous la surveillance de la Confédération que celles dont la surveillance relève des cantons (cf. art. 41 ss LITC). En vertu de l'art. 91, al. 2, Cst., la Confédération peut, sous réserve des exigences liées aux droits fondamentaux (art. 36 Cst.), édicter des réglementations pour le marché du gaz largement semblables à celles prévues pour le marché de l'électricité dans la législation relative à l'approvisionnement en électricité. Elle peut en particulier réglementer l'accès au réseau et la rémunération due à ce titre. Elle peut aussi édicter des dispositions visant l'organisation (notamment la séparation des activités) et les activités des entreprises d'approvisionnement.

Compatibilité avec les droits fondamentaux

Le projet restreint les deux droits fondamentaux que sont la garantie de la propriété (art. 26 Cst.) et la liberté économique (art. 27 Cst.). Cette restriction est autorisée 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.).

Le niveau normatif requis est garanti par la présente loi fédérale. L'intérêt public est avéré: il est nécessaire que les capacités du réseau de transport (art. 14) soient désormais gérées par le RZM à instituer, qui sera totalement indépendant de l'économie gazière (art. 28 s.), afin d'assurer un accès au réseau non discriminatoire (art. 12), une condition indispensable au bon fonctionnement de la concurrence dans

le secteur de l'énergie. Les dispositions relatives à la séparation des activités (art. 5) sont nécessaires pour empêcher que des subventions croisées ne faussent la concurrence et pour assurer la transparence nécessaire. Les dispositions concernant l'exploitation des réservoirs sphériques ou tubulaires existants au moment de l'entrée en vigueur de la loi (art. 27) servent à préserver la stabilité du système. Il en va de même des droits d'accès aux installations de stockage existantes et au stockage en conduite dévolus au RZM, dans le cadre de la gestion des bilans d'ajustement (art. 27, al. 2).

En outre, les restrictions prévues des droits fondamentaux sont proportionnées: elles sont nécessaires et adéquates pour assurer un approvisionnement en gaz fiable et économiquement optimal. Elles n'excèdent pas les mesures nécessaires à réaliser les buts fixés et elles ne portent pas atteinte à l'essence des deux droits fondamentaux précités. À cet égard, soulignons que les prescriptions prévues pour séparer les activités se limitent au minimum. Le RZM, qui peut en principe être institué par la branche, est la solution retenue (cf. art. 28) parce qu'elle est moins intrusive que l'institution d'une société de réseau de transport complètement séparée qui constitue la norme dans le droit de l'UE⁶⁵. S'agissant des réservoirs sphériques ou tubulaires déjà existants et raccordés au réseau de gaz, il est prévu qu'ils ne puissent être utilisés que pour préserver la stabilité du système ou pour structurer les fournitures de gaz dans l'approvisionnement régulé. En conséquence, leurs coûts sont en principe imputables en tant que coûts de réseau (art. 27, al. 1 et 4). Cette réglementation pourrait avoir des effets avantageux pour de nombreux exploitants de réservoirs puisque que la valeur d'un grand nombre de ces installations de stockage baissera en raison du passage à la comptabilisation journalière (art. 24, al. 2). Il faut aussi relever que les gestionnaires de réseau conserveront un bénéfice d'exploitation adéquat grâce aux coûts de capital imputables (art. 19, al. 3). Ainsi, les restrictions des droits fondamentaux découlant du présent projet sont autorisées.

L'égalité devant la loi (art. 8, al. 1, Cst.) est elle aussi préservée en l'occurrence. L'ouverture seulement partielle du marché du gaz est matériellement fondée (cf. chap. 3.1 concernant l'ouverture partielle du marché).

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 avant tout dans la réglementation concernant l'accès au réseau (art. 12) et la rémunération due à ce titre (art. 17 ss), dans l'institution de la séparation des activités (art. 5) et dans le transfert au RZM à créer de la gestion des capacités du réseau de transport (art. 14 et 28 s.). Dans la mesure où le législateur fédéral ne fait pas usage de ses compétences législatives, les éventuelles dispositions cantonales ou communales demeurent applicables.

⁶⁵ Art. 9 ss de la directive 2009/73/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE, JO L 211 du 14.8.2009, p. 94.

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)⁶⁶ et l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT)⁶⁷ s'appliquent de ce fait. En outre, les tâches de l'approvisionnement en gaz présentant un caractère de service (p. ex. les prestations de mesure) sont soumises à l'Accord général de l'OMC sur le commerce des services (GATS)⁶⁸. La gestion des aides publiques, quant à elle, est régie par l'Accord de l'OMC sur les subventions et les mesures compensatoires (Accord SMC)⁶⁹. Abstraction faite de ces 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'UE⁷⁰ ainsi que la convention de 1960 instituant l'AELE⁷¹. Le présent projet tient compte de ces obligations internationales. La liberté de choix, notamment, qui sera instaurée dans le cadre de l'ouverture partielle du marché 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 selon la procédure législative ordinaire.

6.4 **Frein aux dépenses**

Le projet 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 base à 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 incombant à l'EnCom et à l'OFEN au titre de leurs nouvelles tâches dans le marché gazier seront couverts aussi complètement que possible par des émoluments et des taxes de surveillance.

⁶⁶ RS **0.632.20**

⁶⁷ RS **0.632.21**

⁶⁸ RS **0.632.20**, annexe 1B

⁶⁹ RS **0.632.20**, annexe 1A.13

⁷⁰ Accord du 22 juillet 1972 entre la Confédération suisse et la Communauté économique européenne; RS **0.632.401**

⁷¹ Convention du 4 janvier 1960 instituant l'Association Européenne de Libre-Echange (AELE); RS **0.632.31**

6.5 Délégation de compétences législatives

Les compétences législatives déléguées au Conseil fédéral se limitent à un objet réglementaire déterminé et sont suffisamment concrétisées quant à leur contenu, leur but et leur étendue. L'art. 2, al. 3, let. a, contient une délégation qui laisse au Conseil fédéral une marge de manœuvre relativement large par rapport aux zones de desserte isolées (Tessin et région de Kreuzlingen). Cette latitude est nécessaire pour que le Conseil fédéral puisse prévoir des solutions adaptées à la taille et aux aspects techniques du raccordement au réseau de ces zones isolées, notamment en ce qui concerne les modalités de la gestion des bilans d'ajustement et la gestion des capacités du point de raccordement transfrontalier de Bizzarone, au Tessin. D'autres normes de délégation sont définies à l'art. 10, qui régit la procédure et les tâches liées aux processus de changement, et à l'art. 24, al. 5, qui définit les modalités de la gestion des bilans d'ajustement. Ces normes de délégation allègent le texte de la loi de dispositions d'un degré de concrétisation trop élevé et elles permettent d'adapter rapidement les passages concernés en fonction de l'évolution de la situation et des avancées technologiques.

6.6 Protection des données

L'art. 35, al. 1, constitue la base légale nécessaire au traitement de données personnelles par l'OFEN et l'EnCom (cf. art. 17, al. 1, LPD). En vertu de l'art. 19 LPD, la communication de données personnelles par des organes fédéraux requiert une réglementation explicite dans une loi au sens formel. La notion de communication inclut la transmission de données à des tiers, y compris l'échange de données entre autorités fédérales. En ce sens, l'art. 36, al. 1, prévoit que l'OFEN et l'EnCom échangent les données nécessaires à l'accomplissement de leurs tâches, y compris les données sensibles concernant des poursuites ou des sanctions pénales visées à l'art. 3, let. c, LPD. Un tel échange de données peut s'avérer nécessaire en particulier lors de la coopération dans le cadre de la régulation Sunshine (art. 31). Les autres autorités fédérales ou cantonales sont aussi tenues de fournir les données dont l'OFEN et l'EnCom ont besoin pour accomplir leurs tâches (art. 36, al. 2). À l'appui de l'art. 35, al. 2, le Conseil fédéral peut autoriser l'OFEN et l'EnCom à publier certaines données personnelles.

L'échange de données prévu à l'art. 33, al. 1, entre les différents acteurs du marché gazier ne concerne pas les données sensibles au sens de l'art. 3, let. c, LPD, mais en particulier les données de mesure et les données de base. Les acteurs concernés sont pourtant tenus de respecter les dispositions du droit sur la protection des données. Par exemple, un échange de données qui ne serait pas nécessaire à un approvisionnement en gaz correct ne peut être effectué qu'avec le consentement explicite de l'intéressé (cf. commentaire de l'art. 33, al. 1). En vertu de l'art. 21, al. 2, en relation avec l'art. 7 LPD, le Conseil fédéral peut fixer, pour les systèmes de mesure, des exigences concernant la sécurité des données.