



Rétribution pour les zones régionales et interrégionales

Principes régissant le calcul de la rétribution du transport du gaz naturel dans les zones régionales et interrégionales en Suisse

Version 2.7

Zurich, 20 mai 2015

Table des matières

Avant-propos	4
1 Principes fondamentaux	5
2 Limites du système des réseaux régionaux	6
2.1 Délimitation entre le réseau régional et le système Transitgas	6
2.2 Délimitation par rapport au réseau local	6
2.3 Délimitation par rapport aux installations du client	7
2.4 Délimitation des zones	7
3 Détermination des coûts d'utilisation du réseau régional	9
3.1 Délimitation des coûts déterminants	9
3.1.1 Délimitation entre la comptabilité financière et la comptabilité analytique	9
3.1.2 Délimitation temporelle	10
3.1.3 Délimitation des prestations de marché et des contributions aux coûts	12
3.1.4 Versements compensatoires entre exploitants de réseau	12
3.2 Coûts imputables	13
3.2.1 Détermination de la valeur brute des actifs immobilisés	13
3.2.2 Intérêts calculatoires	14
3.2.3 Amortissements calculatoires	14
3.2.4 Alimentation de la réserve d'investissement affectée	15
3.2.5 Frais d'exploitation	15
3.2.6 Coûts de traitement, de commercialisation et d'administration	17
3.2.7 Différences de couverture des exercices précédents	18
3.2.8 Impôts	18
4 Calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau pour les zones régionales	19
4.1 Rétribution des zones régionales pour la capacité de transport	19
4.2 Calcul de la rétribution spécifique de la capacité de transport pour les zones régionales	19
4.2.1 Calculation	19
4.2.2 Facturation	20
5 Autres prix dans les zones régionales	21
5.1 Prix de stabilité du réseau en relation avec l'équilibrage du bilan	21
5.2 Prix pour la consommation propre, les pertes, les différences de comptage	22
5.3 Prix du décompte de l'état du volume du stock en conduites à la fin d'une période	23
5.4 Taxe de renomination	23
5.5 Agents d'odorisation	23
6 Rétributions des zones interrégionales	24
6.1 Délimitation des coûts pertinents pour l'utilisation du réseau interrégional	24
6.2 Calcul des coûts pour l'utilisation du réseau interrégional	24
6.3 Calcul des coûts spécifiques tributaires de la distance pour la capacité de transport ..	24

6.4	Calcul de la rétribution spécifique par point de livraison	25
6.5	Taxe de renomination	25
A	Annexe.....	26
A.1	Durée d'amortissement	26
A.2	Détermination de l'impôt calculatoire sur le bénéfice	27
A.3	Méthode de calcul des prix de stabilité du réseau.....	27

Avant-propos

Les premiers principes régissant le calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau régional (RUR Régional) ont été mis au point et adoptés en avril 2013 dans le cadre de la convention de coordination en matière de transport passée entre les différentes sociétés régionales et Swissgas.

Ensuite, au fil de l'élaboration de la convention de branche, les principes ont été actualisés sur la base des enseignements des dernières années et de la discussion menée entre les clients industriels et l'économie gazière. Parallèlement, ils ont été complétés par les prix des conditions générales régissant l'accès au réseau (CGR) et les principes régissant le calcul de la rétribution de Swissgas pour l'utilisation de Transitgaz au niveau interrégional (RUR Interrégional). Ce document, refondu sous le titre « Rétribution pour les zones régionales et interrégionales », fait partie intégrante de la convention de branche formellement adoptée par l'AG de l'ASIG en juin 2012 et entrée en vigueur le 1^{er} octobre 2012.

La présente version du document intègre les résultats du règlement amiable d'octobre 2014 avec le Surveillant des prix.

Le document sera mis en vigueur par le CA de SWISSGAS et il est prévu qu'il fasse partie intégrante de la convention de branche en vigueur.

1 Principes fondamentaux

Les principes fondamentaux qui régissent la rétribution des zones régionales et interrégionales sont les suivants:

- **Unbundling:** l'exploitation d'un réseau gazier régional ou interrégional doit être dissociée des autres activités (le commerce du gaz naturel, en particulier) de façon que les coûts et les produits imputables puissent être déterminés de manière incontestable.
- **Transparence:** les exploitants de réseau communiquent les rétributions aux clients et prennent les dispositions nécessaires pour permettre le contrôle des bases de calcul.
- **Non-discrimination:** les tiers et les fournisseurs existants se voient facturer les mêmes coûts pour l'utilisation du réseau.
- **Principe du timbre dans les zones régionales:** la rétribution du transport dans les zones régionales est indépendante de la relation contractuelle, de la transaction et de la distance.
- **Point de livraison dans le réseau interrégional:** la rétribution du transport est calculée par point de livraison pour le transport interrégional.
- **Proportionnalité:** dans l'esprit d'une exécution efficace des tâches administratives liées à l'utilisation du réseau et dans l'intérêt du client, le coût supplémentaire du système doit être maintenu aussi bas que possible.
- **Libre entreprise:** les exploitants de réseau régional peuvent choisir librement la forme juridique, la structure et l'organisation qu'ils entendent se donner. Les bases de calcul décrites dans le présent document se bornent à limiter cette autonomie dans la mesure où le bon fonctionnement du système le requiert.

2 Limites du système des réseaux régionaux

Les réseaux régionaux comprennent les installations de SWISSGAS et des sociétés régionales exploitées à une pression maximale autorisée supérieure à 5 bar nécessaires à l’approvisionnement régional. Les installations de stockage ne font pas partie des réseaux régionaux.

Les limites de propriété ne coïncident pas forcément avec les limites du système.

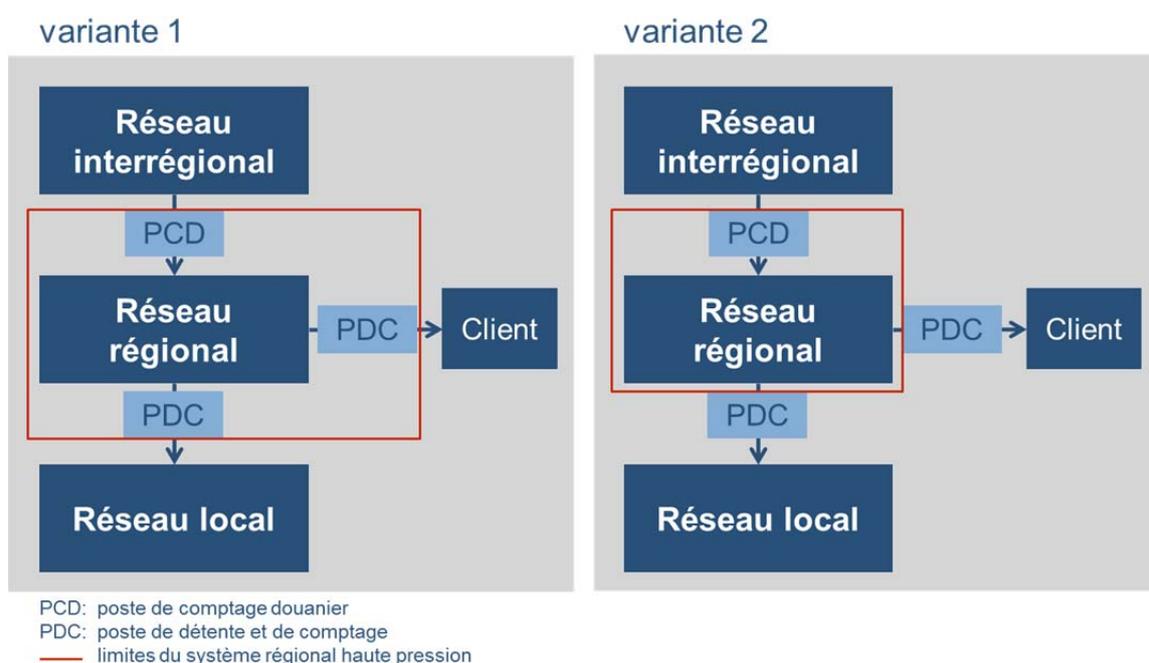
2.1 Délimitation entre le réseau régional et le système Transigas

La limite du système des réseaux régionaux haute pression par rapport au système interrégional de Transigas se situe avant la vanne anti-feu, à l’entrée des postes de comptage douaniers.

2.2 Délimitation par rapport au réseau local

Par rapport aux réseaux locaux, la limite du système des réseaux régionaux haute pression se situe aux PDC. Dans cette zone, la limite du système est soit à l’entrée, soit à la sortie du PDC. ‘

Figure 1 Limites du système du réseau régional haute pression



Les limites du système peuvent ne pas coïncider avec les limites de propriété; elles doivent être définies selon des critères uniformes au sein d’une zone régionale.

Le critère de rattachement des PDC au réseau régional (au sein des limites du système RUR Régional) ou au réseau local/au client (hors des limites du système RUR Régional) doit être

uniforme au sein d'une zone. Les deux variantes sont représentées schématiquement à la Figure 1.

2.3 Délimitation par rapport aux installations du client

La délimitation par rapport aux installations des clients finaux directement raccordés au réseau régional doit être faite de façon à éviter une double charge du client. Les modalités doivent être fixées selon un principe de délimitation uniforme au sein de chaque zone.

2.4 Délimitation des zones

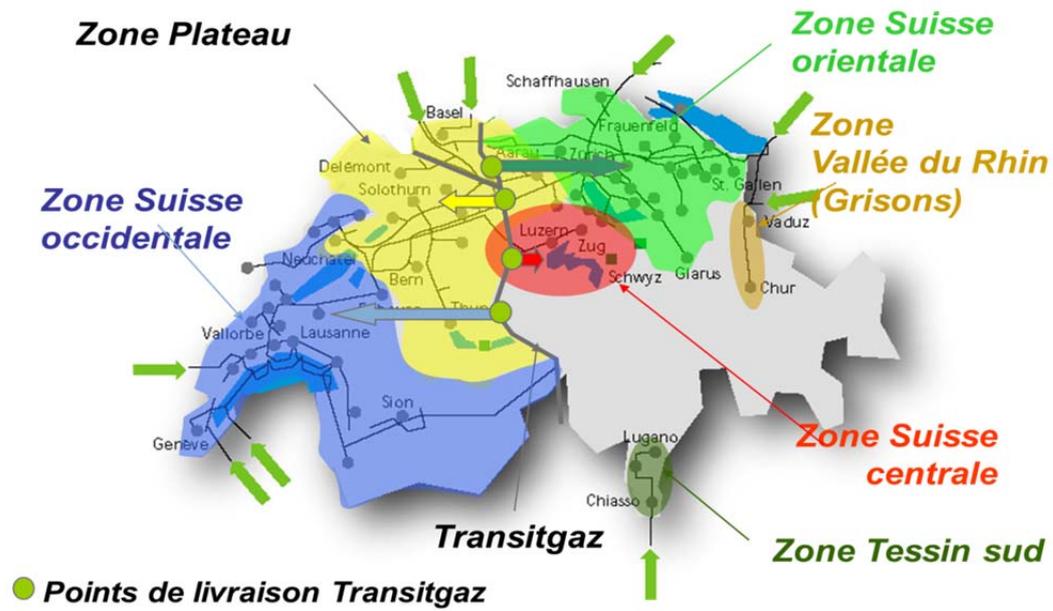
Les réseaux régionaux de Suisse sont répartis en six zones:

- zone Suisse orientale,
- zone Plateau,
- zone Suisse occidentale,
- zone Suisse centrale,
- zone Tessin sud et
- zone Vallée du Rhin (Grisons).

Les coûts pertinents pour les installations de SWISSGAS sont facturés aux zones Suisse orientale, Plateau, Suisse occidentale et Suisse centrale selon la clé de répartition convenue entre les sociétés régionales et SWISSGAS. Les charges pertinentes du système UNIGAZ sont imputées aux régions Suisse occidentale et Plateau selon les accords contractuels passés entre GVM et GAZNAT.

Les zones Tessin sud et Vallée du Rhin (Grisons) ne sont raccordées physiquement à aucune autre zone de Suisse.

Figure 2 Zones



La figure illustre les zones des réseaux régionaux et les points de livraison de Transitgaz.

Source: SWISSGAS

3 Détermination des coûts d'utilisation du réseau régional

Les coûts imputables pour la RUR Régional doivent être présentés séparément des coûts du négoce du gaz et de ceux des autres activités.

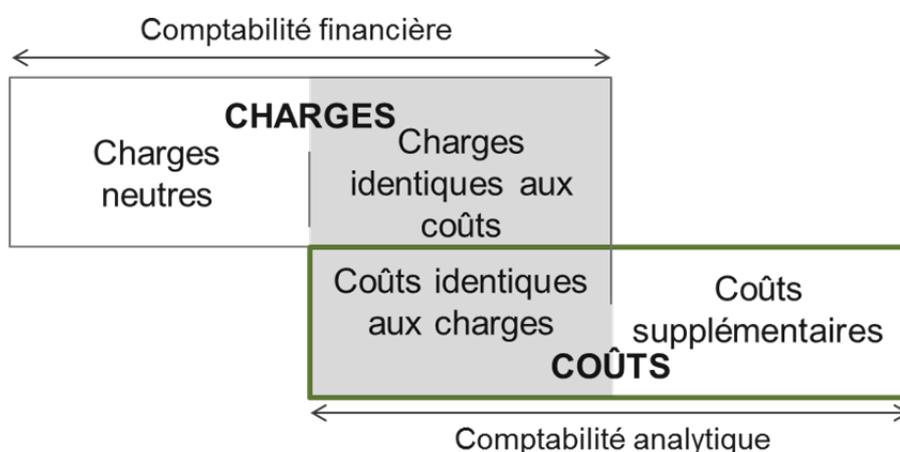
3.1 Délimitation des coûts déterminants

Les coûts imputables doivent être déterminés dans les limites de chaque système, indépendamment des rapports de propriété.

3.1.1 Délimitation entre la comptabilité financière et la comptabilité analytique

Les coûts imputables doivent être définis de manière transparente. À cette fin, il est recommandé de tenir une comptabilité analytique pour le réseau régional de gaz naturel. En déterminant les coûts sur la base du compte des charges, il convient de garder à l'esprit qu'il existe en général des différences entre la comptabilité financière et la comptabilité analytique. La convention relative aux bases de calcul de la RUR Régional se fonde sur un calcul des rétributions basées sur les coûts et ne contient aucune prescription concernant l'organisation de la comptabilité financière. L'ampleur des divergences entre comptabilité financière et comptabilité analytique est propre à chaque entreprise (v. Figure 3 et Figure 4)

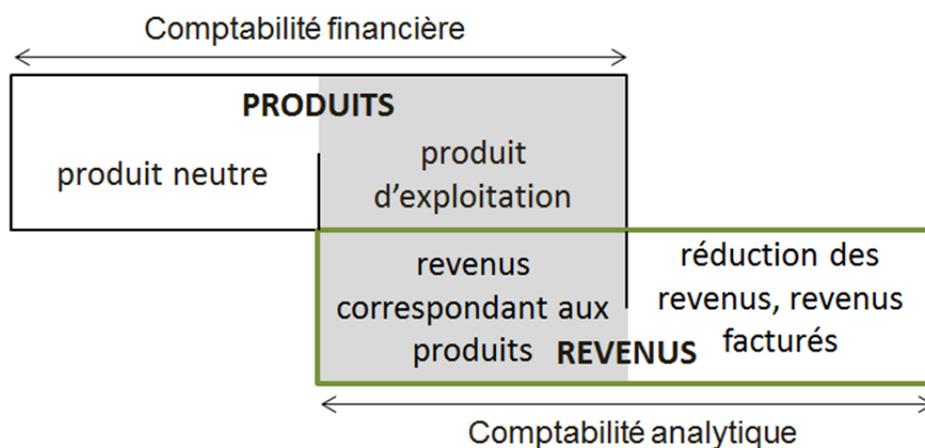
Figure 3 Délimitation des coûts par rapport aux charges financières



- Amortissements portés au bilan
- Intérêts sur le capital emprunté
- Charges hors exploitation
- Charges extraordinaires d'exploitation
- Impôts réels
- Amortissement calculatoires
- Intérêts calculatoires
- Impôts calculatoires

Source: sur la base du schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution suisses (SCCD – CH), édition 2009 (www.strom.ch/fr)

Figure 4 Délimitation des produits par rapport aux revenus financiers



- Intérêts placements financiers, si pas liés aux contraintes d'exploitation
- Dividendes, si pas liés aux contraintes d'exploitation
- Produit hors exploitation
- Produit extraordinaire

Source: sur la base du schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution suisses (SCCD – CH), édition 2009 (www.strom.ch/fr)

3.1.2 Délimitation temporelle

La RUR Régional est déterminée sur la base des coûts précalculés (valeurs prévisionnelles).

Les différences de couverture après bouclage (excédents ou déficits) pour une période d'imputation doivent être reportées sur les coûts déterminants des périodes d'imputation futures. La compensation sur plusieurs exercices (3, p. ex.) est autorisée, la facturation a posteriori proscrite; en d'autres termes, la post-calculation ne permet pas de remboursement ou de facturation ultérieure sur les rétributions déjà versées.

Les différences de couverture résultent des écarts entre les quantités prévues et les quantités effectivement facturées, et entre les coûts planifiés et les coûts effectifs. Des écarts sont aussi possibles lorsque des effets extraordinaires ayant une incidence sur les coûts doivent être incorporés seulement en partie sur une période de calcul, afin de lisser les fortes fluctuations de la RUR Régional. La compensation des écarts entre les revenus de la rétribution de l'utilisation du réseau et les coûts imputables à l'utilisation du réseau à la suite de la post-calculation permet de garantir que la rétribution de l'utilisation du réseau est déterminée sur la base des coûts.

Pour calculer les différences de couverture, on procède à une comparaison entre les coûts imputables effectifs et les revenus tirés de la rétribution de l'utilisation du réseau (revenus effectifs) d'une période de calcul, dès que les données pertinentes sont à la disposition de l'exploitant de réseau régional. Les revenus effectifs résultent des capacités facturées, exprimées en Nm³/h. Les

coûts effectifs se calculent selon la même méthode que les coûts prévisionnels, mais après bouclage de l'exercice. En règle générale, les différences de couverture d'un exercice peuvent être intégrées au calcul des coûts à compter de l'exercice qui suit le prochain.

La rétribution de l'utilisation du réseau régional est publiée au 31 juillet pour l'année gazière suivante (1^{er} octobre de l'année civile en question jusqu'au 30 septembre de l'année civile suivante). Pour les entreprises dont l'exercice est calqué sur l'année gazière, la période de post-calculation correspond à la période de publication de la rétribution de l'utilisation du réseau. Pour les entreprises dont l'exercice est calqué sur l'année civile, la période de post-calculation est décalée de trois mois par rapport à la période de publication de la rétribution de l'utilisation du réseau, autrement dit, elle débute le 1er janvier de l'année civile suivante. Des provisions sont constituées pour couvrir les différences de couverture; elles sont en principe dissoutes au cours de la période qui suit la période suivante, mais elles peuvent l'être sur plusieurs périodes afin de lisser la rétribution de l'utilisation du réseau

La première post-calculation après l'entrée en vigueur du présent document sera effectuée début 2014 par les sociétés régionales dont la période de calcul est fixée selon l'année civile, et à l'automne 2013 pour les sociétés régionales dont la période de calcul est fixée selon l'année gazière.

La Figure 5 présente schématiquement le déroulement de la calculation et de la post-calculation pour les entreprises dont l'exercice est calqué sur l'année civile. La Figure 6, pour celles dont l'exercice est calqué sur l'année gazière.

Figure 5 Calculation et post-calculation sur la base de l'année civile

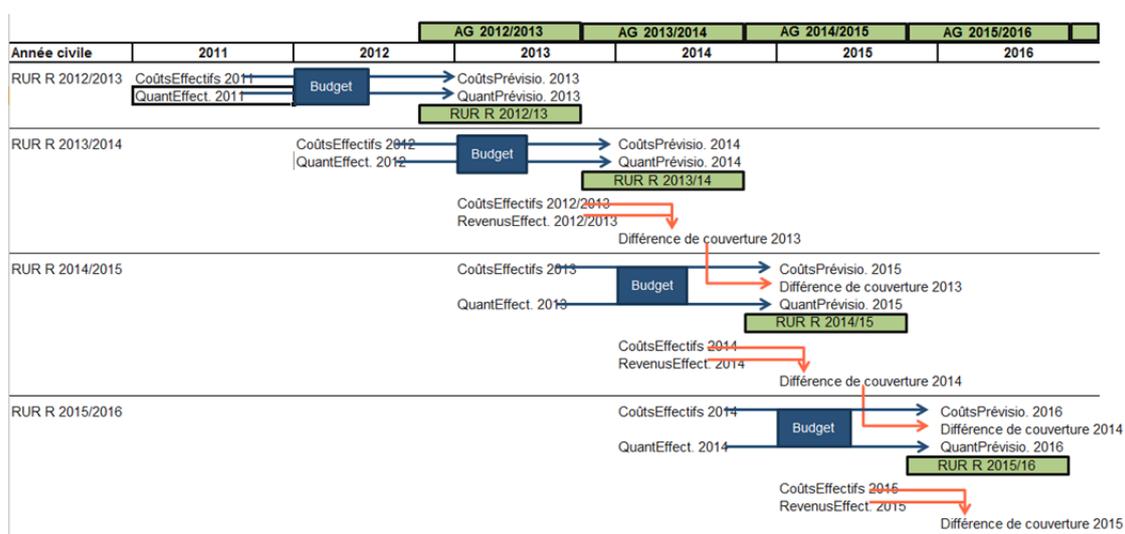
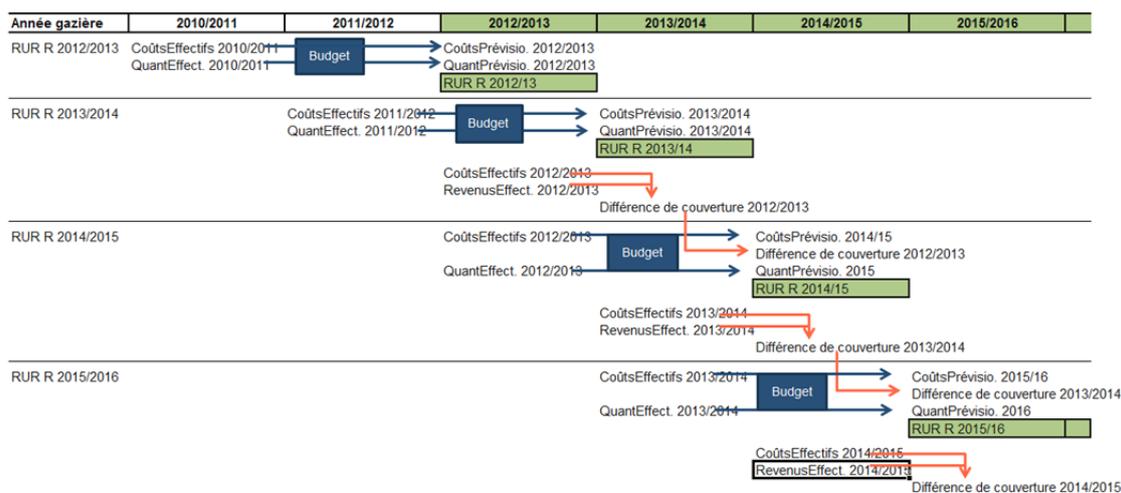


Figure 6 **Calcul et post-calculation sur la base de l'année gazière**



3.1.3 Délimitation des prestations de marché et des contributions aux coûts

Les prestations non standard sont imputées séparément au titre de prestations de marché. Le subventionnement croisé des prestations de marché par la RUR Régional est à proscrire.

Les coûts déterminants du calcul de la RUR Régional comprennent uniquement les frais découlant des prestations standard nécessaires à l'exploitation et qui n'ont pas été directement facturées aux clients ou à des tiers. En conséquence, les produits obtenus à l'aide de ressources attribuées au réseau dans la comptabilité analytique doivent être portés en déduction des coûts déterminants (base de calcul des coûts). Il s'agit notamment du produit des prestations de réseau fournies par les sociétés régionales pour des tiers, de prestations facturées en interne ou de produits de prestations d'assurance. Les contributions aux coûts en rapport avec la construction des installations peuvent être amorties sur la durée d'utilisation des installations ou la durée du contrat.

3.1.4 Versements compensatoires entre exploitants de réseau

La RUR Régional se fonde sur les coûts imputables au transport au sein des limites du système définies dans chaque zone. Le principe s'applique aussi bien aux frais courants qu'aux coûts calculatoires des capitaux (charges financières comptables). Lorsque les rapports de propriété ou la prise en charge de l'exploitation du réseau ne coïncide pas avec les limites du système, les coûts sont facturés directement entre les exploitants de réseau. Ces paiements compensatoires augmentent les coûts déterminants de l'exploitant du réseau qui achète la prestation (soit celui qui utilise l'installation dans son réseau). Les coûts déterminants de l'exploitant du réseau qui fournit la prestation (soit celui qui met l'installation disposition) sont réduits en proportion. Des paiements compensatoires peuvent intervenir entre un exploitant de réseau régional et un exploitant de réseau local, mais aussi entre exploitants de réseaux régionaux ou entre un exploitant de réseau régional et un exploitant de réseau interrégional.

3.2 Coûts imputables

Les coûts déterminants pour la RUR Régional sont les coûts liés à la mise à disposition de la capacité de transport et aux services-système standard.

Les coûts imputables comprennent:

- les intérêts calculatoires,
- les amortissements calculatoires,
- les frais d'exploitation,
- les coûts de traitement, de commercialisation et d'administration,
- les différences de couverture des exercices précédents,
- les impôts.

Les taxes et les contributions prescrites par la loi (impôt sur les huiles minérales, contributions aux stocks obligatoires pour les consommateurs de gaz naturel, p. ex.) ne sont pas incluses dans la rétribution de l'utilisation du réseau.

Dans les pages qui suivent, vous trouverez des indications concernant la délimitation et le calcul des différentes catégories de coûts, après l'exposé de la méthode d'évaluation qui sous-tend le calcul des coûts calculatoires des capitaux.

3.2.1 Détermination de la valeur brute des actifs immobilisés

Comptabilité des immobilisations

Afin de déterminer la valeur brute des actifs immobilisés, il faut tenir une comptabilité des immobilisations qui intègre les ouvrages et installations par catégorie et selon le moment d'activation de façon qu'elles puissent servir au calcul des coûts calculatoires des capitaux. Sont portées à l'actif les nouvelles installations utilisées depuis plus de 12 mois à partir de 10 000 CHF en règle générale. Les déviations et les rénovations sont aussi incluses. Les éventuelles contributions de tiers à la construction des installations sont inscrites au passif en contrepartie de la valeur brute des actifs immobilisés.

Méthode d'évaluation

Le montant brut des actifs immobilisés, et donc des amortissements et intérêts calculatoires, est déterminé, à compter du 1^{er} janvier 2015, sur la base des coûts d'acquisition et de construction (ci-après : valeurs d'acquisition).

Lorsque les valeurs d'acquisition pour les immobilisations existantes ne peuvent exceptionnellement plus être constatées, elles doivent être calculées comme suit : les valeurs de remplacement existantes sont calculées rétroactivement par rapport au moment d'acquisition ou de construction à l'aide d'un indice de prix public approprié.

3.2.2 Intérêts calculatoires

Les intérêts calculatoires sont déterminés sur la base du capital nécessaire à l'exploitation et du taux d'intérêt retenu.

Capital nécessaire à l'exploitation

Font partie du capital nécessaire à l'exploitation:

- la valeur résiduelle d'acquisition des actifs bruts immobilisés diminuée des contributions aux coûts;
- les installations en construction;
- le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation, réserve d'investissement affectée incluse.

La méthode de calcul de la valeur brute des actifs immobilisés est décrite au chiffre 3.2.1.

Les intérêts sur les fonds nécessaires au financement des investissements peuvent être calculés comme intérêts sur des installations en construction.

Les intérêts sur le fonds net de roulement nécessaire à l'exploitation garantissent les liquidités requises pour les missions de transport actuelles et futures. Avec une comptabilité financière dissociée, le fonds net de roulement nécessaire à l'exploitation peut être tiré directement des chiffres disponibles. À défaut, il peut être déterminé à l'aide d'une méthode simplifiée. Dans ce cas, la base des intérêts comprend une part appropriée du produit du réseau (en règle générale le total des coûts imputables/revenus du réseau divisé par 12 et multiplié par la fréquence de la facturation en mois) ainsi que la réserve d'investissement constituée à la suite du règlement amiable avec le Surveillant des prix. Faisant partie du capital nécessaire à l'exploitation, le fonds net de roulement nécessaire à l'exploitation est rémunéré au WACC.

Taux d'intérêt calculatoire

Pour déterminer le taux d'intérêt sur le capital engagé, on utilise, à compter du 1^{er} janvier 2015 et pendant la durée d'application du règlement amiable avec le Surveillant des prix¹, un coût moyen pondéré du capital (WACC: weighted average cost of capital) de 4,9 %.

3.2.3 Amortissements calculatoires

L'amortissement est calculé de manière linéaire sur la durée d'utilisation à partir de la valeur d'acquisition.

¹ Le passage de la valeur de remplacement à la valeur d'acquisition au 1^{er} janvier 2015 dans la base d'évaluation et la situation historique spécifique des exploitants de réseau à haute pression sont pris en considération dans le cadre du règlement amiable avec le Surveillant des prix par la constitution d'une réserve d'investissement affectée. Les fonds affectés ne peuvent pas être distribués : ils doivent être utilisés pour des investissements dans le réseau de gaz à haute pression. Les coûts du capital des investissements financé par cette réserve sont considérés comme des coûts imputables.

La durée d'utilisation est déterminée par l'usure naturelle ou technique, l'obsolescence économique ou l'échéance d'exploitation (p. ex. pour une concession, une autorisation d'exploitation ou la durée du contrat). La durée d'utilisation moyenne des différentes catégories d'installations pour les réseaux régionaux et interrégionaux figure en annexe (v. section A.1). Il est possible de s'écarter de ces valeurs si la situation le justifie. Une différenciation rétroactive entre conduites et postes de sectionnement, ainsi qu'une délimitation des composants dans les postes n'est pas de rigueur lorsque les valeurs historiques d'acquisition ne sont disponibles que sous forme sommaire.

3.2.4 Alimentation de la réserve d'investissement affectée

En application du règlement amiable avec le Surveillant des prix, les versements à la réserve d'investissement affectée sont réputés coûts imputables à compter du 1^{er} janvier 2015.

3.2.5 Frais d'exploitation

Les frais d'exploitation comprennent les prestations propres et les prestations de tiers. Les prestations propres pour la construction des installations qui sont activées avec celles-ci n'entrent pas dans les frais d'exploitation, ou doivent alors être traitées comme des réductions de coûts.²

Frais d'exploitation et de maintenance

Les frais d'exploitation et de maintenance ressortissent en règle générale directement au réseau. Dans le cas contraire, ils peuvent être déterminés à l'aide de clés de répartition. Ces clés peuvent être différentes selon la société région

ale/Swissgas et doivent être définies de manière objective, compréhensible et transparente. La liste suivante, non exhaustive, comprend les principales positions des frais d'exploitation et de maintenance. Les positions servent d'orientation pour la délimitation des coûts, mais il n'est pas nécessaire de les délimiter une à une dans les justificatifs des coûts.

- conduite du réseau en respectant les prescriptions environnementales et de sécurité nécessaires à la garantie de qualité et de sécurité du réseau; contrôles du réseau,
- mesures, transmission, préparation et déclenchement de fonctions liées à l'exploitation du réseau,
- contrôle de la qualité du gaz naturel injecté,
- surveillance et pilotage du flux de gaz sur le réseau régional,
- mesures de compensation pour garantir la stabilité du réseau,

² Le tarif horaire pour les prestations propres peut suivre les recommandations de la KBOB: <http://www.bbl.admin.ch/kbob/00493/00502/01090/index.html?lang=fr>

- surveillance et pilotage du flux de gaz sur le réseau,
- radiocommunication,
- gestion de la sécurité, assurance-qualité et planification,
- réalisation d'analyses du risque,
- prestations non activables (maintien de la valeur), comprenant le matériel, les prestations propres et les prestations de tiers,
- garantie de la qualité pour la rédaction des documents de travail, certification, instruction du personnel et contrôle du respect des prescriptions,
- planification stratégique et opérationnelle du réseau,
- surveillance des entreprises et du réseau par l'autorité (IFP), (plans, audits concernant la sécurité, réception d'installations, standards de sécurité),
- inspection,
- entretien,
- remise en état,
- réparations,
- démantèlement³,
- surveillance des travaux et contrôle des tracés,
- travaux pour remédier aux pannes, service de piquet inclus,
- versements compensatoires entre exploitants de réseau,
- énergie et eau.

Sur le réseau interrégional, les frais d'exploitation et de maintenance incluent les frais découlant du gaz de compression.

Autres coûts imputables

Les coûts ci-après rentrent dans cette catégorie lorsqu'ils sont directement imputables au domaine du réseau. Une attribution partielle est aussi possible du moment qu'elle est motivée:

- loyers, droits de superficie, dommages aux cultures, taxes de leasing,
- servitudes, indemnités pour la mise à disposition de droits d'usage d'un objet de tiers,

³ Les coûts du démantèlement ont une incidence financière pendant la période où ils sont générés, pour autant qu'ils n'aient pas été activés ou que des provisions aient été constituées pour le démantèlement. La constitution de provisions pour le démantèlement par l'activation ou par les charges courantes peut être prévue uniquement lorsque, au moment de l'activation ou de la constitution de la provision, il existe une obligation de démantèlement juridique ou factuelle expresse et que le montant des coûts peut être estimé.

- prestations assignables en matière de conseil ou de conception,
- assurances-choses assignables: assurances-choses couvrant la responsabilité civile liée à l'exploitation, les dommages causés par les machines, les dommages causés par le feu ou les éléments (immeubles et biens meubles), le vol, les dégâts des eaux, l'interruption de l'exploitation, les véhicules, les installations techniques générales (informatiques, modèles, etc.).

3.2.6 *Coûts de traitement, de commercialisation et d'administration*

En cas de coûts de commercialisation et d'administration du réseau non directement attribuables à celui-ci, ils peuvent être déterminés à l'aide de clés de répartition. Ces clés peuvent être différentes selon la société régionale/Swissgas et doivent être définies de manière objective, compréhensible et transparente. Les coûts de traitement, de commercialisation et d'administration sont les coûts encourus pour domaines et activités suivantes:

- direction,
- comptabilité,
- controlling,
- ressources humaines,
- service juridique,
- organe de révision,
- organes (CCA, CA, séminaires dirigeants),
- coûts informatiques non directement imputables,
- frais de locaux,
- émoluments pour autorisations,
- défense des intérêts du réseau (cotisations à l'association faîtière, notamment⁴),
- coûts de marketing et de promotion en relation avec l'exploitation du réseau,
- décompte.

Les frais de marketing sont partiellement répartis sur le réseau, vu que les mesures de marketing augmentent l'utilisation et peuvent donc faire baisser la rétribution de l'utilisation du réseau pour tous les clients du réseau.

⁴ Il s'agit notamment des cotisations statutaires à la SSIGE et à l'ASIG. Les prestations facturées séparément sont imputées au domaine du réseau uniquement si celui-ci en profite.

3.2.7 Différences de couverture des exercices précédents

Les différences de couverture découlant d'écarts de coûts et de quantités sont intégrées au calcul des coûts à partir de l'exercice qui suit l'exercice suivant.

3.2.8 Impôts

L'impôt sur le bénéfice est déterminé comme valeur calculatoire. Le mode opératoire est décrit en annexe (section A.2).

4 Calcul de la rétribution de l'utilisation du réseau pour les zones régionales

4.1 Rétribution des zones régionales pour la capacité de transport

La rétribution de l'utilisation du réseau régional (RUR Régional) pour les transports au sein d'une zone régionale est fixée 'comme rétribution de la capacité de transport contractuelle maximale et des services-système standard; elle est exprimée en CHF/(Nm³/h).

La rétribution de la capacité de transport contractuelle maximale rémunère la mise à disposition de cette capacité dans le réseau de manière indépendante de la distance.

Les prestations dont bénéficient les clients du réseau sont décrites en détail dans les conditions générales d'utilisation du réseau (CGR).

4.2 Calcul de la rétribution spécifique de la capacité de transport pour les zones régionales

4.2.1 *Calculation*

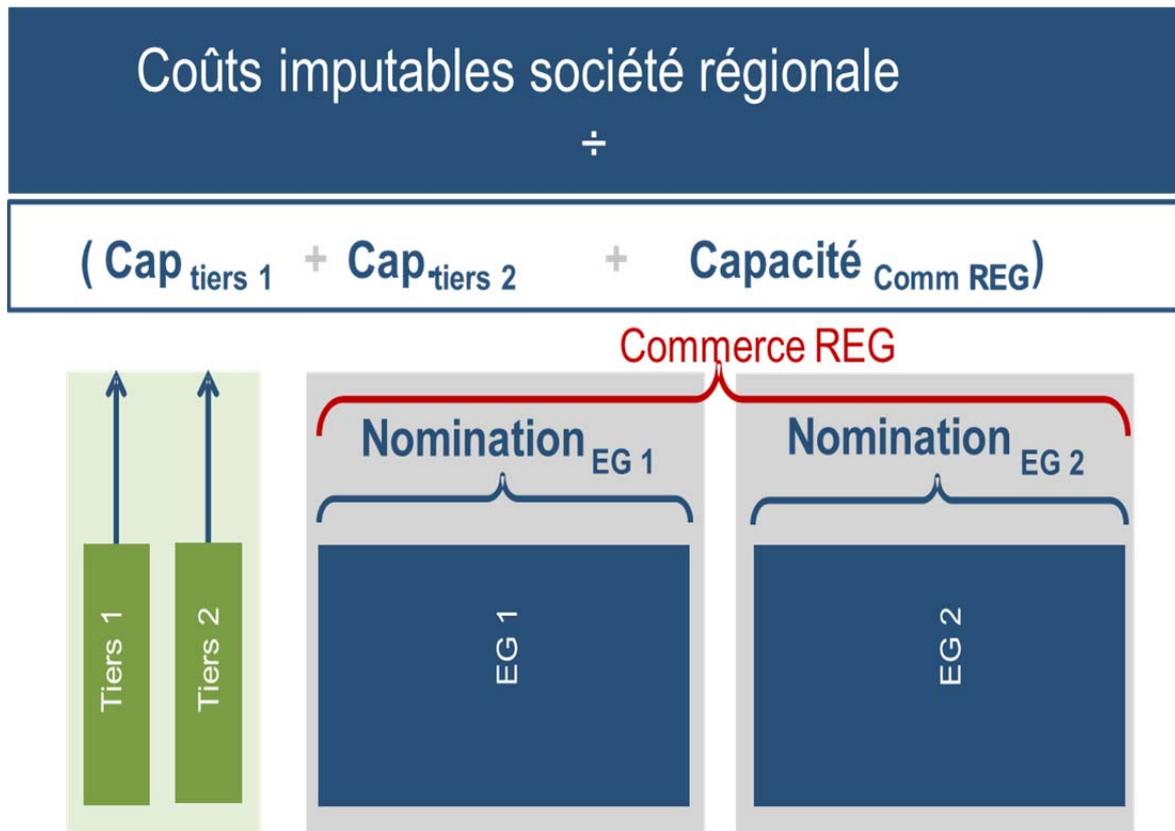
Le calcul des rétributions spécifiques 'se fonde sur la capacité de transport dont ont besoin la société régionale (pour livrer des entreprises gazières locales) et les tiers dans la région. Pour calculer la capacité, on utilise la moyenne des trois dernières années des quantités horaires maximales mesurées simultanément aux postes de soutirage. Les modifications de capacité attendues peuvent être prises en considération.

La rétribution spécifique est obtenue en divisant le total des coûts annuels imputables d'une région (v. chap. 3) par la capacité de transport de la société régionale destinée à la fourniture d'entreprises gazières locales, additionnée de la capacité de transport des tiers. Le résultat donne la RUR Régional de la zone en question en CHF/(Nm³/h).

$$\text{Rétribution spécifique} = \frac{\text{coûts imputables}}{(\text{capacité commerce société régionale} + \text{capacités tiers})}$$

Figure 7 présente schématiquement la méthode de calcul de la rétribution spécifique. Le calcul de la rétribution (diviseur des coûts imputables) intègre les capacités nécessaires aux sociétés régionales en leur qualité de fournisseur à des entreprises gazières (capacité_{Comm REG}), et les capacités des tiers (Cap_{tiers 1} + Cap_{tiers 2}).

Figure 7 Schéma de calcul de la rétribution spécifique



4.2.2 Facturation

Les sociétés régionales facturent la même rétribution de l'utilisation du réseau à tous les utilisateurs du réseau régional. La composante de prix se rapporte à la capacité de transport réservée par la société régionale pour livraisons à des entreprises gazières et à la capacité de transport des tiers. Si les capacités réservées ne sont pas disponibles, il est possible de se référer aux capacités mesurées, comme pour le calcul de la rétribution spécifique.

La rétribution de l'utilisation du réseau est facturée à la société régionale et aux tiers sur la base de la part «commerce». Il est aussi possible de facturer directement aux entreprises gazières, le montant total étant dans ce cas égal au coût d'utilisation du réseau encouru par la société régionale pour le commerce.

5 Autres prix dans les zones régionales

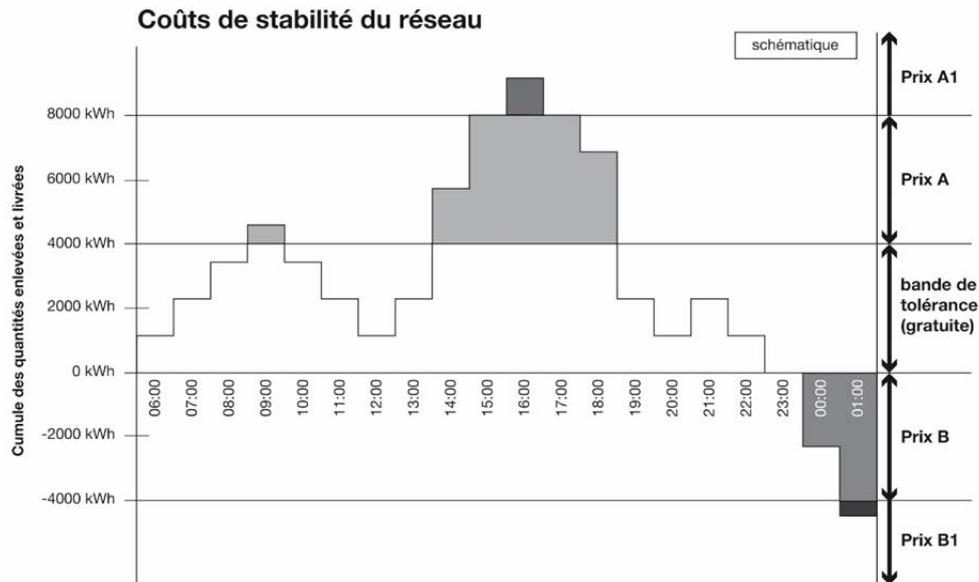
D'autres prix s'appliquent en sus de la RUR Régional en relation avec l'utilisation du réseau, à savoir:

- prix de stabilité du réseau en relation avec l'équilibrage du bilan,
- prix pour la consommation propre, les pertes, les différences de comptage,
- prix du décompte de l'état du volume du stock en conduites à la fin d'une période,
- taxe de renomination (modification de la souscription),
- prix des agents d'odorisation.

5.1 Prix de stabilité du réseau en relation avec l'équilibrage du bilan

Pour faciliter la compensation des fluctuations de charge imprévisibles, le client se voit attribuer une bande de tolérance dans les limites de laquelle la différence horaire entre les quantités enlevées et les quantités livrées ne fait pas l'objet d'une rétribution. Au cas où les quantités injectées dépassent les quantités livrées de telle sorte que le client accapare davantage de capacité de stockage en conduites que la part qui lui est attribuée (stockage excédentaire), il doit payer à l'exploitant régional le prix A par unité d'énergie (kWh) et en fonction de la durée de sur-stockage (h) pour les quantités excédentaires stockées pendant un mois. Si le client utilise davantage de gaz que le stock en conduites qui lui a été attribué (utilisation excédentaire), il doit payer à l'exploitant régional le prix B par unité d'énergie (kWh) et en fonction de la durée de sur-utilisation (h) par rapport à son quota pendant un mois. En cas de double dépassement de la bande de tolérance, c'est le prix A1 qui sera appliqué. Si l'utilisation excédentaire déborde de la bande de tolérance, le prix B1 sera appliqué (v. Figure 8).

Figure 8 Calcul des quantités qui débordent de la bande de tolérance (stockage excédentaire et utilisation excédentaire)



Le prix payé pour la stabilité du réseau est fonction de la bande de tolérance spécifique de la région, exprimée en $Nm^3/(Nm^3/h)$. Les prix en ct./(kWh*h) comprennent une composante énergie et une composante puissance. La bande de tolérance résulte du stock en conduites divisé par les quantités horaires maximales mesurées simultanément (sur une année) des trois dernières années.⁵

5.2 Prix pour la consommation propre, les pertes, les différences de comptage

Le gaz naturel utilisé pour couvrir la consommation propre, les pertes, les différences de comptage, etc. est facturé séparément au client à raison de 0,15 % des quantités transportées au prix C. Le prix C est déterminé dans le contrat d'utilisation du réseau.

Prix C: $0,0015 * (EEX\ NCG\ Natural\ Gas\ Month\ Futures^6 \text{ en ct./kWh} + 0,3 \text{ ct./kWh})$

Ces quantités de gaz naturel sont soumises à la taxe CO_2 et à l'impôt sur les huiles minérales, qui sont facturés séparément.

⁵ Le stock en conduites utilisable est calculé à l'aide de simulations statiques du réseau inspirées de la notice DVGW G 2000 (novembre 2011) de la société allemande du gaz et des eaux (Deutscher Vereins des Gas- und Wasserfaches, DVGW).

⁶ Conversion en CHF à la valeur moyenne du dernier mois de transport selon les valeurs publiées par la Banque nationale suisse.

5.3 Prix du décompte de l'état du volume du stock en conduites à la fin d'une période

Les différences de volume du stock en conduites entre le début et la fin d'une période contractuelle sont compensées au prix D.

Prix D: EEX NCG Natural Gas Month Futures⁷ en ct./kWh + 0,3 ct./kWh

Ces quantités de gaz naturel sont soumises à la taxe CO₂ et à l'impôt sur les huiles minérales, qui sont facturés séparément.

5.4 Taxe de renomination

Les clients du réseau et les groupes-bilan ont droit à respectivement 60 et 120 renominations gratuites par mois. Le client peut choisir librement les moments où il entend exercer ces renominations pendant un mois civil.

Au niveau régional, la taxe se monte à 100 CHF par renomination à partir de la 61^e renomination.

5.5 Agents d'odorisation

Si l'odorisation est nécessaire, les agents d'odorisation sont à la charge du client, au prix coûtant. Ils font l'objet d'une facturation séparée. Le prix est déterminé dans le contrat d'utilisation du réseau.

⁷ Conversion en CHF à la valeur moyenne du dernier mois de transport selon les valeurs publiées par la Banque nationale suisse.

6 Rétributions des zones interrégionales

La zone interrégionale comprend le transport de la zone régionale en amont sur le système Transitgaz. La capacité du système Transitgaz est affermée par les deux actionnaires FluxSwiss et SWISSGAS. La capacité de FluxSwiss sert en premier lieu au transit, celle de Swissgas, au transport en Suisse vers les quatre zones régionales Suisse orientale, Plateau, Suisse occidentale et Suisse centrale. Chaque zone régionale est desservie par un point de livraison distinct. Dans le présent chapitre, nous décrivons le calcul des rétributions pour le transport d'un point d'injection dans le système Transitgaz jusqu'au point de livraison. De manière générale, les méthodes de calcul de la rétribution des zones régionales s'appliquent par analogie.

Par rapport au transport régional, certaines divergences résultent des différences techniques et économiques propres au transport interrégional. Elles sont décrites ci-après.

6.1 Délimitation des coûts pertinents pour l'utilisation du réseau interrégional

Pour déterminer la rétribution des zones interrégionales, on prend en considération la part des coûts au système Transitgaz incombant à Swissgas (coûts Transitgaz) ainsi que le coût des prestations-système standard mises à disposition par Swissgas (pour l'essentiel: préparation du contrat, traitement et décompte). Les vannes anti-feu côté entrée des postes de décompte douanier de Swissgas déterminent la limite du système par rapport à la zone régionale.

6.2 Calcul des coûts pour l'utilisation du réseau interrégional

En l'occurrence, les principes régissant le calcul des coûts pour les zones régionales s'appliquent par analogie. Sont réservées les différences dans la détermination des composantes du taux d'intérêt calculatoire propres à la branche liées aux différences dans l'appréciation du risque entre les réseaux de transport interrégionaux et les réseaux de transport régionaux. La part de Swissgas aux coûts Transitgaz doit être déterminée selon leur capacité en fonction de la distance aux différents secteurs du système Transitgaz. Le coût des prestations standard doit être déterminé selon les principes applicables aux zones régionales; il est présenté séparément.

Les coûts Transitgaz ainsi calculés qui doivent être supportés par Swissgas sont répartis selon le rapport capacité tributaire de la distance/utilisation du transit et utilisation interrégionale.

6.3 Calcul des coûts spécifiques tributaires de la distance pour la capacité de transport

Les coûts spécifiques tributaires de la distance pour l'utilisation du réseau interrégional, exprimés en CHF/(Nm³/h*km), résultent de la division des coûts d'utilisation du réseau interrégional par la capacité indigène de Transitgaz utilisée par Swissgas, qui est obtenue sur la base des quantités livrées compte tenu de la distance.

6.4 Calcul de la rétribution spécifique par point de livraison

Pour calculer la rétribution spécifique d'un point de livraison, exprimée en CHF/(Nm³/h), il faut, d'une part, multiplier l'éloignement moyen des postes de livraison d'une zone régionale pondéré par la capacité (v. Tableau 1) par les coûts spécifiques tributaires de la distance, exprimés en CHF/(Nm³/h*km). L'éloignement moyen du point de livraison est calculé sur la base des capacités maximales des différents points de soutirage, telles que fixées par l'exploitant du réseau régional.

D'autre part, le coût des prestations-système est réparti entre les clients du réseau de la zone interrégionale selon le principe de l'utilisateur-payeur et converti dans une rétribution spécifique en CHF/(Nm³/h). La rétribution spécifique d'un point de livraison est obtenue par l'addition des deux coûts spécifiques.

Tableau 1 Distance moyenne points de livraison régionaux – Wallbach/Oltingue/Griesspass (2012)

Distance moyenne pondérée de la capacité, en km ⁸			
	A partir de Wallbach	A partir d'Oltingue	A partir de Griesspass
EGO	24.00	74.67	140.54
GVM	47.89	25.80	116.65
EGZ	70.85	96.58	93.69
Gaznat	85.18	110.91	79.37

Source: SWISSGAS

6.5 Taxe de renomination

Au-delà de la rétribution de l'utilisation du réseau à proprement parler dans les zones interrégionales, l'utilisation du réseau implique aussi une taxe de renomination.

Les clients/groupes du réseau ont droit à 60 renominations gratuites par mois, les groupes-bilan à 120 renominations gratuites par mois. Le client peut choisir librement les moments où il entend exercer ces renominations pendant un mois civil.

Au niveau interrégional, la taxe se monte à 100 CHF par renomination à partir de la 61^e renomination.

⁸ La distance moyenne peut changer du fait de modifications de capacité aux points de soutirage. Concernant le Reverse Flow (distance à partir Griesspass), on se base sur le prélèvement maximum actuel.

A Annexe

A.1 Durée d'amortissement

Catégorie d'installation	Durée d'amortissement, en années
Conduites	
Conduites de gaz naturel (y c. dalles de protection)	50
Conduites pour câbles de télécommunication	50
Câbles de télécommunication	25
Postes	
Tubage extérieur	50
Parties électriques des installations, mesure, chauffage	15
Parties mécaniques des installations	30
Compresseurs	25
Bâtiments	50
Terrains	-
Dispatching, gestion	
Pilotage/informatique	10
Immobilisations générales	
Bâtiments d'exploitation et bâtiments administratifs	50
Terrains	-
Biens meubles	5
Véhicules, outils, appareils	5
Installations informatiques (matériel, logiciels)	5
Capacité de stockage (pour réseau, <u>pas</u> négoce)	
Stockages sphériques	40
Stockages en tube	50

A.2 Détermination de l'impôt calculatoire sur le bénéfice

L'impôt calculatoire sur le bénéfice est calculé à l'aide du WACC. La procédure se fait en quatre étapes. Il faut, dans un premier temps, déterminer le bénéfice calculatoire avant intérêt après impôt (EBI) de l'exploitant du réseau, en multipliant les actifs nécessaires au fonctionnement de l'exploitation (valeur résiduelle d'acquisition des installations + fonds de roulement) par le WACC (vanille). Deuxième étape: en soustrayant de cette valeur le coût du capital emprunté, on obtient le bénéfice net. Le coût du capital emprunté est obtenu en multipliant le capital emprunté selon le ratio d'autofinancement retenu par le taux applicable au capital emprunté selon le calcul du WACC (intérêt sans risque + prime de risque sur le capital emprunté). La troisième étape consiste à déterminer le bénéfice avant impôt après intérêt (EBT) à partir du bénéfice net, en divisant celui-ci par 1 moins le taux de l'impôt propre à l'entreprise. Enfin, quatrième étape, on obtient l'impôt calculatoire en multipliant l'EBT par le taux de l'impôt propre à l'entreprise.

Pour le WACC de 4,9 % applicable depuis le 1^{er} janvier 2015 pendant la durée de la réglementation amiable avec le Surveillant des prix, on retient une part de capital emprunté de 60 % pour le calcul de l'impôt calculatoire. On retient 3,25 % pour le coût du capital emprunté avant impôt (taux d'intérêt sans risque augmenté de la prime de risque sur le capital emprunté) et 7,375 % pour le rendement du capital propre.

A.3 Méthode de calcul des prix de stabilité du réseau

Contexte et précisions préalables

- La réglementation concernant le linepack (l'expression «linepack libre» est utilisée comme synonyme de «bande de tolérance libre») se fonde sur les CGR Régional. L'aspect décisif qui justifie le prélèvement 'd'un prix de stabilité du réseau découle de la garantie de la sécurité de l'approvisionnement et de la protection des droits des autres clients du réseau.
- La garantie de la sécurité de l'approvisionnement se rapporte essentiellement aux paramètres techniques du réseau.
- Conformément aux CGR Régional, le prix de stabilité du réseau se compose de deux prix (A: stockage excédentaire; B: utilisation excédentaire) distincts et est libellée en ct./(kWh*h).
- Le principe retenu est que le prix de référence pour un stockage excédentaire est le prix de sortie à Wallbach. Concrètement, les valeurs utilisées sont les prix publiés par Fluxys TENP TSO S.p.A. sur son site internet pour la capacité de sortie à Wallbach. Les prix peuvent varier en fonction du passage à la frontière et du vendeur de la capacité (les prix de la capacité de sortie seraient par exemple plus élevés pour E.ON). La disponibilité physique effective n'est pas prise en considération.

- Les précisions données concernent essentiellement les réglementations vis-à-vis des très gros clients. Les hypothèses retenues s'adosent aux résultats des simulations réalisées sur la base des données de charge de très gros clients en Suisse (consommation annuelle supérieure à 90 GWh/a; 16 jeux de données). Les chiffres des courbes de charge se rapportent à la courbe de charge consolidée des très gros clients mentionnés.
- Pour toutes les simulations des linepacks et des prix de stabilité du réseau, nous avons admis à titre d'hypothèse que le client/utilisateur a du gaz stocké en conduites dans le linepack au début des périodes de livraison, de sorte qu'un stock minimum de gaz est disponible d'emblée. Celui-ci se monte à 60 % du linepack maximal librement utilisable. Cette valeur est appropriée, compte tenu du caractère asymétrique que revêt actuellement le régime des prix de stabilité du système (prix A et B). Dans le système décrit ci-après, nous utilisons la structure intégrant les prix A et les prix B.

Réglementation du linepack assortie d'un système de prix de stabilité du réseau

Le système est constitué de trois composantes. Compte tenu du fait que, malgré la limitation technique du linepack, le client ne doit pas être automatiquement restreint dans sa consommation ou débranché, possibilité est donnée au client de déborder de la bande de tolérance libre moyennant paiement 'd'un prix de stabilité du réseau. Le système décrit ici est complété par une deuxième limite, qui devrait avoir un effet prohibitif (v. 3^e composante ci-dessous). Le prix comprend deux composantes principales, l'une touchant à la puissance, et l'autre concernant l'énergie.

1^{re} composante, découlant du prix puissance: pour compenser les livraisons insuffisantes compte tenu du manque de capacité de stockage en Suisse, l'exploitant de réseau doit se constituer des réserves de puissance à la frontière (capacité de sortie, à Wallbach, p. ex.). Le prix puissance de la capacité de sortie à la frontière est réparti sur les heures d'utilisation excédentaire du linepack.

- Vu que le prix de stabilité du réseau doit être calculé en ct./(kWh*h) pour tenir compte de la durée d'utilisation excédentaire du linepack, il faut préalablement convertir la quantité d'énergie en puissance. Le préavis minimal pour les renominations est de 3 heures. Lorsqu'un utilisateur constate un dépassement de sa limite d'utilisation et estime que la puissance va rester la même, il doit attendre 3 heures pour rectifier en adaptant ses plans horaires. On observera donc souvent une différence de puissance conduisant à un dépassement supérieur à 3 heures. Sur cette base, nous admettons qu'une utilisation excédentaire de 3 kWh devra être ramenée à une différence de puissance de 1 kW dépassant une durée de 3 heures. Après division du prix de sortie pour le dépassement par 3 heures, on obtient un prix de stabilité du réseau rapporté à la quantité d'énergie. L'hypothèse des 3 heures est réaliste au regard des pointes des courbes de charge des très gros clients.
- Le prix de stabilité linepack ne doit pas être calculé sur l'utilisation maximale de l'année, mais, selon les CGR, sur une base horaire (donc en intégrant la composante temporelle).

Il faut donc encore répartir les coûts de la quantité de stockage maximal sur la durée d'utilisation.

- Le dépassement moyen du linepack a été simulé séparément pour les situations de sur-stockage et de sur-utilisation. La somme des dépassements d'utilisation de linepack sur l'année gazière divisée par le dépassement maximal donne le nombre d'heures d'utilisation excédentaire du linepack (v. Tableau 2). Le calcul des heures a été répété avec la courbe de charge consolidée des gros clients et avec la moyenne pondérée des différentes courbes de charge. Pour le calcul final des heures d'utilisation, nous avons appliqué la moyenne des quatre valeurs obtenues, ce qui a permis de prendre en considération aussi bien les effets de consolidation que la courbe de charge individuelle des clients. Dans les faits, les heures d'utilisation seront probablement inférieures, vu que la partie prédictive de la simulation repose sur des bases relativement sommaires et que nous avons retenu l'hypothèse d'une livraison sur la base de produits quotidiens.
- L'utilisation excédentaire moyenne du linepack dépend du volume de stockage en conduites disponible à titre gratuit: plus le volume gratuit est grand, moins grand sera le nombre d'heures passées dans le domaine donnant lieu à pénalité.
- Dans le modèle, le prix de sortie retenu correspond à un mégawatt. Il n'est pas en proportion directe avec le profil de charge ni avec le dépassement de puissance maximal par rapport au linepack. Les heures d'utilisation retenues pour calculer le prix de stabilité spécifique tiennent compte de la pente de la courbe de charge et de ses pointes. Plus les pics sont pointus, plus le nombre d'heures est bas et plus le prix de stabilité spécifique est élevé. Il est nécessaire de tenir compte de ces aspects car les pointes posent de gros problèmes à l'exploitant de réseau, mais beaucoup moins aux clients, vu que, dans ce genre de pics, la quantité d'énergie est faible. Une sanction fondée uniquement sur les quantités ne reflète pas suffisamment les pointes.
- Fixer par hypothèse une puissance (maximale) effective ne saurait guère être justifié, vu que celle-ci pourrait, le cas échéant, être utilisée seulement 1 h sur l'année. En cas de besoin, l'exploitant de réseau pourrait puiser sur d'autres capacités de sortie à court terme, trouver des disponibilités dans son propre portefeuille ou, au final, utiliser la capacité pour plusieurs clients. Fixez les pénalités ex ante serait difficile, pour ne pas dire irréalisable, dans ce genre de calcul.

2° composante, découlant du prix énergie: dans le modèle, nous admettons qu'une quantité injectée excessive ou insuffisante est vendue ou achetée en Allemagne après 24 h. Pour obtenir une consommation horaire, nous avons divisé le prix NCG par 24 h, ce qui donne, comme composante énergie: $\text{NCG [ct./kWh]} / 24 \text{ [h]} = \text{prix énergie [ct./(kWh*h)]}$.

- Vu que, physiquement, aucun volume de gaz n'est perdu ni ajouté, mais «simplement» que la simultanéité de la livraison n'est pas respectée, nous tenons $1/24 * \text{NCG}$ pour une prémisse adéquate. Dans l'analogie, le client stocke ou emprunte du gaz sur lequel il paie un intérêt jusqu'à la compensation. Mais, répétons-le, aucun volume de gaz n'est perdu ni

ajouté. Le prix d'une unité de gaz a été réparti également sur un jour. L'hypothèse est adossée à une simulation qui se fonde sur un achat de produits journaliers et dans laquelle une compensation proportionnée se fait avec la nomination du jour suivant.

- Comme prix de référence, on peut prendre par exemple le prix mensuel moyen du NCG. Mais il faut tenir compte du caractère saisonnier du prix du gaz. Il convient de suivre les mutations du marché et le développement de nouveaux produits gaziers d'une temporalité inférieure à un jour et de les intégrer aux besoins à notre système de calcul. Compte tenu du décompte rétrospectif des prix de stabilité du réseau, le calcul ne pose pas de problème.
- La réglementation décrite correspond au prix de stabilité A. Le prix B (utilisation excédant le linepack libre selon CGR) a été augmenté d'un troisième facteur sur le prix énergie, afin de tenir compte de la plus forte incidence d'une utilisation excédentaire sur la sécurité d'approvisionnement.

La **3^e composante** correspondrait à une deuxième limite d'utilisation du linepack, qui devrait avoir un effet prohibitif supérieur. Au-delà de la deuxième limite, le prix de stabilité du réseau doit être doublé, étant précisé que la limite est définie en fonction du réseau concerné (v. Figure 8, prix A1 et B1). En outre, en cas de simultanéité d'une utilisation excédentaire (hors de la bande de tolérance libre) et d'une pression globalement critique sur le réseau (chute en deçà de la pression minimale), le prix de stabilité du réseau doit être décuplé. L'exploitant de réseau informe le client dans les meilleurs délais lorsque cette éventualité risque de s'avérer.

Tableau 2 Aperçu des heures d'utilisation calculées en cas de stockage excédentaire (ÜS) et d'utilisation excédentaire (US)

Freies Linepack	1 Stunde		2 Stunden		3 Stunden		4 Stunden		5 Stunden	
	ÜS	US								
Übemutzungskategorie										
Konsolidierte Benutzungsstunden in h	276	407	161	188	103	98	75	58	57	33
Gewichtetes Mittel der Benutzungsstunden in h	687	381	591	263	517	190	460	142	413	110
Mittelwert der Benutzungsstunden in h	438		301		227		184		153	

Source: Finadvice

Tableau 3 Calcul des prix de stabilité du réseau pour des bandes de tolérance libre de 1-3 h

Komponente	Einheit	bei 3h freiem LP		
		bei 3h freiem LP	bei 2h freiem LP	bei 1h freiem LP
Exit Grenze	CHF/MW	2700	2700	2700
Benutzungsstd.	h	227	301	438
Exit je MWh	CHF/MWh	11.89	8.97	6.16
Exit je kWh	Rp/kWh	1.19	0.90	0.62
Vorlaufzeit	h	3	3	3
Pönale Leistung	Rp/(kWhh)	0.40	0.30	0.21
NCG	Rp/kWh	2.5	2.5	2.5
Faktor auf NCG		1	1	1
Vorlaufzeit	h	24	24	24
Pönale Arbeit	Rp/(kWhh)	0.10	0.10	0.10
Faktor Pönale B		3	3	3
Pönale A	Rp/(kWhh)	0.50	0.40	0.31
Pönale B	Rp/(kWhh)	0.71	0.61	0.52

Source: Finadvice

Les prix de stabilité du réseau par MWh obtenus dans notre modèle apparaissent appropriés quant à leur effet d'orientation et se fondent en partie sur l'effet de consolidation de la courbe de charge des très gros clients. Si l'on considère les courbes de charge individuelles, on obtient dans certains cas des prix de stabilité plus élevés, de sorte que l'on obtiendra probablement l'effet d'orientation recherché. Les effets de consolidation effectifs et le pronostic relativement simple doivent être pris en compte dans l'évaluation des résultats. Le tableau ci-dessus ne rend pas compte de la deuxième limite de prix de stabilité du réseau.

La base horaire utilisée pour le calcul du prix puissance est déterminée sans discrimination sur la base des données effectives d'un portefeuille pertinent à l'échelle de la Suisse. Le calcul intègre aussi bien des profils de charge individuels (moyenne pondérée) que des effets de consolidation afin de rendre compte des influences devant être prises en considération.