



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

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

**Office fédéral de l'énergie OFEN**  
Section réseaux

E-CUBE Strategy consultants  
**Décembre 2018**

---

## **Suisse**

### **Marché du gaz**

Potentiel des profils de charge standards et des  
compteurs intelligents pour le marché du gaz

Etude mandatée par l'OFEN

---

**Mandant:**

Office fédéral de l'énergie OFEN  
CH-3003 Berne  
www.ofen.admin.ch

**Mandataires:****E-CUBE Strategy Consultants SA****Auteurs:**

Nicolas Charton, [nicolas.charton@e-cube.com](mailto:nicolas.charton@e-cube.com)  
Paul Letainturier, [paul.letainturier@e-cube.com](mailto:paul.letainturier@e-cube.com)

**Le group d'accompagnement de l'OFEN:**

Yuliya Blondiau, [yuliya.blondiau@bfe.admin.ch](mailto:yuliya.blondiau@bfe.admin.ch)  
Mohamed Benahmed, [mohamed.benahmed@bfe.admin.ch](mailto:mohamed.benahmed@bfe.admin.ch)  
Jérôme Rampazzo, [jerome.rampazzo@bfe.admin.ch](mailto:jerome.rampazzo@bfe.admin.ch)  
Christian Rüttschi, [christian.ruetschi@bfe.admin.ch](mailto:christian.ruetschi@bfe.admin.ch)

**Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.**

**Office fédéral de l'énergie OFEN**

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Adresse postale: CH-3003 Berne  
Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.ofen.admin.ch](http://www.ofen.admin.ch)

## Résumé exécutif

# 1

Dans le cadre des travaux menés par l'Office Fédéral de l'Energie (OFEN) sur la loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz), et dans la ligne des études déjà réalisées sur l'ouverture du marché de détail et les mécanismes d'équilibrage à mettre en œuvre, le mandat confié à E-CUBE Strategy Consultants SA vise à évaluer le potentiel technico-économique d'une allocation des consommations par une méthode de profilage ou grâce à des compteurs communicants.

En Suisse, l'accès au marché de détail du gaz est jusqu'à présent limité aux très grands consommateurs industriels (> 150 Nm<sup>3</sup>/h) conformément à une convention de droit privé conclue entre l'industrie et la branche gazière.

La Confédération a confié à l'OFEN le mandat de rédiger une loi cadre pour l'approvisionnement en gaz (LApGaz) – dont la mise en consultation est prévue pour la fin de 2019. La LApGaz devrait fixer les conditions d'accès au marché pour les consommateurs finaux. Dans ce cadre, l'OFEN a déjà engagé plusieurs travaux pour évaluer les modalités d'ouverture du marché de détail et les mécanismes d'équilibrage qu'il s'agirait de mettre en œuvre, notamment à travers les études mandatées en 2016 [1] [2] [3].

Les discussions entre l'OFEN, l'industrie et la branche gazière dans le cadre des modèles d'équilibrage envisageables ont fait émerger le besoin d'évaluer le potentiel technico-économique du profilage pour l'allocation des consommations, face au recours systématiques à des compteurs communicants.

# 2

Les études réalisées pour l'OFEN ont conclu qu'un équilibrage à pas journalier serait techniquement réalisable en Suisse. Avec l'ouverture du marché, chaque client accédant au marché libre devrait ainsi se voir allouer une consommation à pas journalier<sup>1</sup>. Deux méthodes sont envisageables et compatibles avec le « Network Code on Gas Balancing » [4] de l'Union Européenne : l'utilisation de compteurs communicants avec un relevé journalier ou l'utilisation de compteurs classiques avec un relevé annuel à mensuel et l'application d'une méthode de profilage.

Les études mandatées par l'OFEN des sources de flexibilité disponibles à court terme dans le système suisse et sur le besoin de flexibilité en journée pour équilibrer les fluctuations intra

---

<sup>1</sup> L'étude fait l'hypothèse qu'un équilibrage à pas journalier sera retenu. Si l'OFEN arbitrait cependant en faveur d'un équilibrage à pas horaire, l'impact serait marginal (augmentation de la bande passante dans les infrastructures de communication) et ne viendrait pas modifier les conclusions de l'étude.

journalières de la consommation et les inexactitudes des prévisions, ont abouti à la conclusion d'une faisabilité technique d'équilibrer le système suisse à un pas journalier [2] [3].

L'ouverture du marché implique un besoin d'allocation journalière des consommations individuelles de chaque client accédant au marché libre au pas défini par le mécanisme d'équilibrage. Deux méthodes sont couramment utilisées en Europe et compatibles avec le « Network Code on Gas Balancing » [4] de l'Union Européenne :

- Pour tous les clients étant équipés de compteurs qui ne permettent pas une relève journalière des consommations (soit la très grande majorité des clients si aucun plan de déploiement de compteurs communicants n'est engagé), le gestionnaire de réseau de distribution<sup>2</sup> a recours à une méthode de profilage, qui lui permet d'estimer la consommation journalière de chaque client en fonction de ses caractéristiques propres et caractéristiques du jour de consommation (en particulier la température autour du lieu de consommation) ;
- Alternativement, il est possible d'équiper tous les clients d'un compteur dit *communicant*, réalisant une mesure quotidienne de leur consommation et transmettant l'information tous les jours au gestionnaire de réseau de distribution. Le gestionnaire peut dès lors allouer la consommation réelle de ses clients sur une base journalière. Si un pas d'équilibrage plus fin était retenu, alors la mesure devrait être adaptée en conséquence. Un tel choix ne viendrait pas modifier les conclusions de l'étude présentées ci-après.

**Le principe du profilage vise à estimer la consommation d'un client à partir de sa consommation relevée annuellement à mensuellement, et de quelques paramètres standards (température, jour ouvré ou férié, usage thermique ou non du gaz par le client).**

**3**

**Le profilage est utilisé en Allemagne, en France et en Italie pour la grande majorité des clients, le comptage étant principalement réservé aux grands industriels (> 0,6 à 5 GWh/an). Les méthodes de profilage étudiées sont similaires et s'appuient toutes sur un modèle statistique développé à l'échelle nationale avec une procédure appliquée chez tous les Gestionnaires de Réseau de Distribution (GRD), y compris ceux de taille comparable aux acteurs suisses (moins de 10'000 clients).**

L'allocation des consommations aux clients est classiquement de la responsabilité des GRD. En Allemagne et en France, l'allocation de tous les clients consommant moins de ~2 à 5 GWh/an est aujourd'hui réalisée par profilage. En Italie, à l'exception des clients équipés de compteurs communicants (consommateurs de plus de ~0,6 GWh/an et moins de 50% des clients résidentiels), les allocations sont aussi réalisées par profilage.

Dans les trois géographies étudiées, la méthode de profilage s'appuie sur un modèle statistique développé au niveau national (par la branche en Allemagne et en France, par le régulateur en

---

<sup>2</sup> C'est le cas en Allemagne, en France et en Italie. Selon le « Network Code on Gas Balancing » de l'Union Européenne, Le rôle de prévision – préliminaire à l'allocation - peut être pris par le GRD, le GRT ou un tiers désigné par le régulateur.

Italie) de manière à permettre à tout GRD, même les plus petits, de réaliser de manière simple les allocations. Tous les distributeurs interrogés estiment que les procédures d'allocation par profilage ne présentent pas de difficulté majeure et ne requièrent qu'un travail opérationnel marginal au quotidien.

Les méthodes de profilage utilisées en Allemagne, en France et en Italie affichent un principe général très similaire pour le calcul de la consommation allouée à chaque client profilé, qui prend en compte d'une part de sa consommation annuelle ou mensuelle, les caractéristiques du client et d'autre part les caractéristiques du jour de consommation, en particulier la température :

- La consommation<sup>3</sup> mesurée sur le compteur du client durant les dernières relèves permet d'en déduire une **consommation de référence** corrigée des aléas climatiques. Ce type d'estimation d'une consommation annuelle ou mensuelle de référence est couramment utilisé par la branche notamment pour facturer des acomptes ;
- **Les caractéristiques du client** sont définies par son GRD au plus tous les ans et tiennent compte de sa consommation et de l'usage qu'il fait du gaz : chaque client se voit attribuer un profil parmi 5 à 10 mis à disposition des GRD par le responsable du modèle de profilage. Les critères d'attribution du profil sont essentiellement le niveau de consommation annuelle ou le statut du client (résidentiel ou professionnel), et l'usage principal qui est fait du gaz : cuisson, chauffage ou procédé industriel. Le profil prend usuellement la forme d'une chronique de consommation de référence, avec une valeur normalisée de consommation pour chaque jour de l'année ;
- **Les caractéristiques du jour consommation** tiennent par ailleurs compte de la température du jour de consommation et de s'il est ouvré ou férié :
  - La température, principal facteur d'influence de la consommation, est fournie aux gestionnaires de réseaux en différents points du territoire, généralement par le service météorologique public. La grande majorité des distributeurs se voient attribuer une station météorologique unique prise comme référence pour tous leurs clients ;
  - Le caractère ouvré ou férié du jour, qui vient principalement influencer la consommation des clients professionnels, est aussi pris en compte par un facteur fourni au plus une fois par an dans une table calendaire à tous les GRD par le responsable du modèle de profilage.

---

<sup>3</sup> Les données de volume consommé relevées au compteur du client sont converties en énergie selon les méthodes standards appliquées pour la facturation.

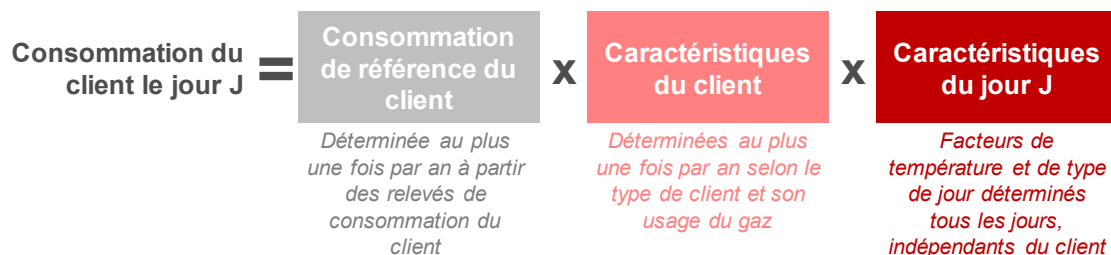


Figure 1 : Principe général du profilage synthétique

Le profilage ainsi obtenu, dit synthétique, est utilisé par la majorité des gestionnaires de distribution en Allemagne et les plus petites entreprises en France. Les plus grands gestionnaires privilégient cependant une approche analytique ou équivalente, qui vient corriger les résultats du profilage synthétique en tenant compte des écarts entre la somme des allocations réalisées et la consommation totale des clients profilés effectivement observé.

## 4

**Le profilage permet d'estimer la consommation journalière des clients avec une précision de l'ordre de 10%. Tous les acteurs des pays étudiés (régulateurs comme distributeurs) sont aujourd'hui satisfaits des performances du profilage vis-à-vis des enjeux d'allocation. La France, où les compteurs communicants seront prochainement déployés chez 95% des clients, prévoit de continuer à réaliser les allocations des clients par profilage.**

Si les méthodes d'allocation par profilage sont structurellement imparfaites car fondées sur des estimations, les écarts journaliers entre consommations estimées par profilage et consommations réelle sont estimés de l'ordre de 10% (entre 6% et 20% en moyenne en Allemagne et en France). Il est à noter que ces écarts ne concernent que la répartition journalière des consommations : la consommation facturée au client final est pour sa part basée sur les données de consommation mesurée à son compteur.

Tous les acteurs interrogés considèrent aujourd'hui que le profilage permet d'aboutir à une qualité d'allocation suffisante pour le système. A ce titre, le déploiement des compteurs Gazpar en France auprès de ~11 millions de clients, les compteurs communicants ne viendront pas remplacer le profilage, qui sera toujours utilisé pour l'allocation des clients, même ceux équipés de compteurs communicants. La France voit pour autant une valeur du comptage communicant qui pourrait améliorer les modèles statistiques voire fondamentalement faire évoluer la méthode de profilage vers un système dynamique tenant compte des données de comptage temps réel sur un échantillon de compteurs communicants.

## 5

**L'Allemagne a estimé que le déploiement de compteurs communicants dans le gaz et l'électricité n'étaient pas rentables. La France et l'Italie ont de leur côté engagé un programme de déploiement généralisé des compteurs communicants gaz, indépendamment de ceux engagés dans le secteur électricité. Le déploiement de compteurs communicants pour le gaz est réalisé dans ces pays principalement avec une ambition de réduction de la consommation – le remplacement du profilage n'étant pas peu ou pas considéré.**

Le déploiement de compteurs communicants dans le secteur du gaz fait suite aux ambitions de l'Union européenne d'équiper tous les clients à horizon 2020, *a minima* dans le secteur électrique.

Si les compteurs communicants permettent d'ouvrir plusieurs opportunités d'amélioration du secteur gazier (en particulier au niveau du marché de détail), la pertinence économique de tels déploiements n'est permise que grâce à la prise en compte d'un potentiel de réduction de la consommation liée aux compteurs communicants (estimation de 0% à 7% de réduction selon les différents pays européens). Plusieurs pays membres de l'Union européenne dont l'Allemagne ont dans le même temps conclu à un bilan coût / bénéfiques d'un déploiement négatif et n'ont pas engagé, jusqu'à présent, de déploiement généralisé.

L'impact du comptage communicant sur l'équilibrage n'est pour sa part jamais décisif sur l'arbitrage pour ou contre un déploiement :

- En France, la CRE a estimé que le déploiement de ~11 millions de compteurs communicants – pour un coût total de 1 Mrd-€n, libérerait 1,1 Mrd-€ grâce à une réduction de 1,5% de la consommation des clients équipés. A titre de comparaison, les économies liées à l'amélioration de l'équilibrage ont été évaluées à 5 M€ ;
- En Italie, Italgas – opérateur le plus avancé dans son déploiement avec plus de 4 millions de compteurs communicants installés sur 6 millions de clients, n'a pas quantifié l'impact du comptage sur la précision de ses allocations.

## 6

**En Suisse, le marché du gaz est à la fois spécifique par sa taille (~420'000 clients) et le nombre de distributeurs (~100 distributeurs).**

**L'évaluation est conduite selon trois scénarios d'ouverture du marché de détail : A (ouverture pour les clients de plus de 100 MWh/an) – scénario de référence, B (ouverture pour l'ensemble des clients) et C (ouverture pour les clients de plus de 1 GWh/an). Pour chacun de ces scénarios sont considérés la mise en œuvre et l'exploitation, dès l'ouverture du marché, d'un processus de profilage inspiré des modèles européens, et le déploiement généralisé de compteurs communicants.**

La Suisse présente les particularités suivantes :

- Seuls ~420'000 clients finals sont approvisionnés en gaz en Suisse, contre plusieurs millions à dizaines de millions chez les pays voisins. Les équilibres économiques sont

dès lors fondamentalement différents dès que les grandeurs en jeu sont ou ne sont pas proportionnelles au nombre de clients ;

- Le réseau de distribution est exploité par un grand nombre de GRD de taille limitée : aucun distributeur suisse ne dessert plus de 100'000 clients, la majorité des ~100 sociétés de distribution ne comptant que quelques milliers de clients. Si des rapprochements sont toujours possibles, il est essentiel de prendre en compte cette spécificité dans l'évaluation des méthodes envisagées, dans la mesure où les enjeux de mise en œuvre et d'opération sont fortement dépendants de la taille critique des entreprises.

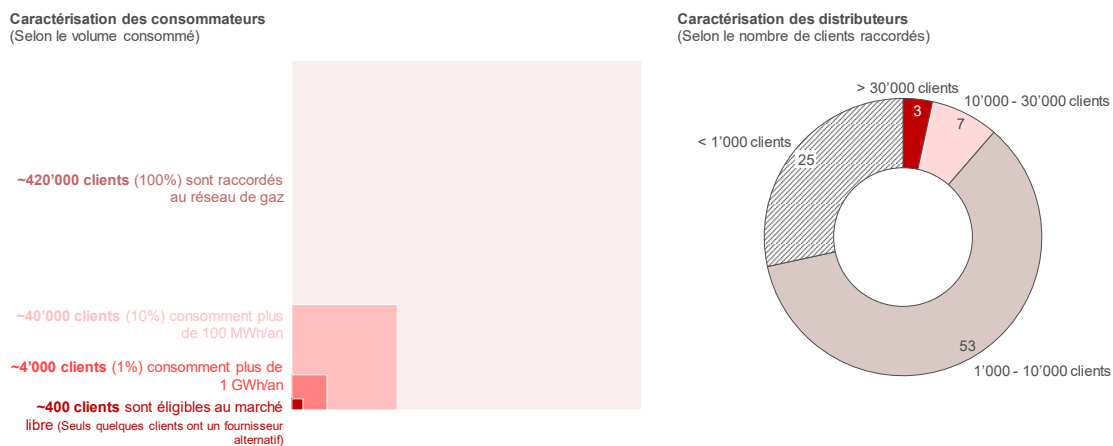


Figure 2 : Caractérisation du système gazier en Suisse [5] [6] [7]

L'évaluation du potentiel technico-économique des méthodes d'allocation par profilage et par comptage est conduite en tenant compte de ces spécificités, et différenciée selon trois scénarios d'ouverture du marché :

- **Scénario A (référence)** : ouverture du marché pour les clients de plus de 100 MWh/an – soit pour environ 40'000 clients ;
- **Scénario B** : ouverture du marché pour l'ensemble des clients, indépendamment de leur consommation ;
- **Scénario C** : ouverture du marché pour les clients de plus de 1 GWh/an – soit pour environ 4'000 clients (dont ~400 sont déjà éligibles).

## 7

**Au regard des retours d'expérience en Europe et en tenant compte des spécificités du système gazier en Suisse, des méthodes d'allocation par profilage (respectivement par comptage communicant) sont caractérisées en visant à minimiser les coûts de mise en œuvre et à simplifier au maximum les procédures pour les distributeurs et les fournisseurs.**



Le tableau suivant résume les caractéristiques des modèles de profilage, respectivement de comptage, envisagés pour la Suisse :

	<b>Profilage</b>	<b>Comptage communicant</b>
<i>Outils</i>	3 profils pour les résidentiels et commerces + 7 profils pour les industriels (par souci de simplification des procédures, des profils synthétiques sont recommandés)	<u>Clients &lt; 1 GWh/an</u> : compteurs à mesure journalière sans correcteur de volume <u>Clients &gt; 1 GWh/an</u> : compteurs à mesure journalière avec correcteur de volume (température, pression) <sup>4</sup>
<i>Conception de la méthode d'allocation</i>	Modèle de profilage développé par la branche au niveau national (la branche peut mandater un prestataire ou se rapprocher des associations européennes pour l'appuyer <sup>5</sup> )	Spécifications de l'infrastructure de comptage communicants (compteurs, SI, etc.) rédigées par la branche au niveau national
<i>Modalités de mise en œuvre chez les clients</i>	<b>Scénarios A et C</b> : profilage des clients accédant au marché libre <b>Scénario B</b> : profilage de tous les clients dès l'ouverture du marché	<b>Scénarios A et C</b> : déploiement de compteurs chez les clients accédant au marché libre <b>Scénario B</b> : déploiement généralisé de compteurs chez tous les clients terminé à l'ouverture du marché
<i>Financement</i>	Coûts de mise en œuvre et d'opération de la méthode de profilage imputables aux coûts d'exploitation de réseau et couverts par le timbre	Coûts de déploiement et d'opération des compteurs communicants chez les clients imputables aux coûts d'exploitation de réseau et couverts par le timbre (le client accédant au marché libre ne supporte pas individuellement le coût d'équipement du compteur communicant, sauf cas de libéralisation de la métrologie gaz)
<i>Procédures d'équilibrage</i>	Nomination réalisée par le fournisseur à pas journalier la veille du jour de livraison sur la base des prévisions fournies par le GRD ; Allocation réalisée par le GRD à pas journalier la veille du jour de livraison ; Déséquilibres pris en charge par le RZM (énergie de réglage) et compensés financièrement par une	Nomination réalisée par le fournisseur à pas journalier la veille du jour de livraison ; Allocation réalisée par le GRD à pas journalier le lendemain du jour de consommation ; Déséquilibres pris en charge par le RZM et compensés financièrement

<sup>4</sup> Seuls les très grands industriels raccordés au réseau de transports sont équipés de chromatographes – la majorité de ces consommateurs sont déjà équipés dans le cadre de la convention de la branche.

<sup>5</sup> Pour réduire les coûts et accélérer la mise en œuvre dans un premier temps et dans la mesure du possible, la branche peut avoir recours au modèle de profilage développé à l'étranger. Des tests de validité (test de la qualité des profils étrangers sur des historiques de consommation / température) et éventuellement un effort d'adaptation seraient dès lors nécessaires. Cette possibilité est chiffrée dans la fourchette basse de l'analyse de sensibilité du coût de profilage.

contribution forfaitaire (CHF/MWh) par chaque fournisseur au pro rata de  
payée par les clients profilés son déséquilibre

Tableau 1 : Caractéristiques principales des méthodes d'allocations envisagées

**8**

**L'analyse économique du scénario C (ouverture du marché aux clients > 1 GWh/an) démontre la pertinence du comptage communicant pour les grands clients industriels (> 1 GWh/an), pour lesquels un profilage induirait un investissement important à répercuter sur un nombre limité de clients. L'équipement des grands clients industriels (> 1 GWh/an) se justifie aussi dans les scénarios A et B, même en cas de développement de profils pour les autres clients, dans la mesure où la diversité des usages parmi les grands clients industriels requerrait le développement de profils dédiés.**

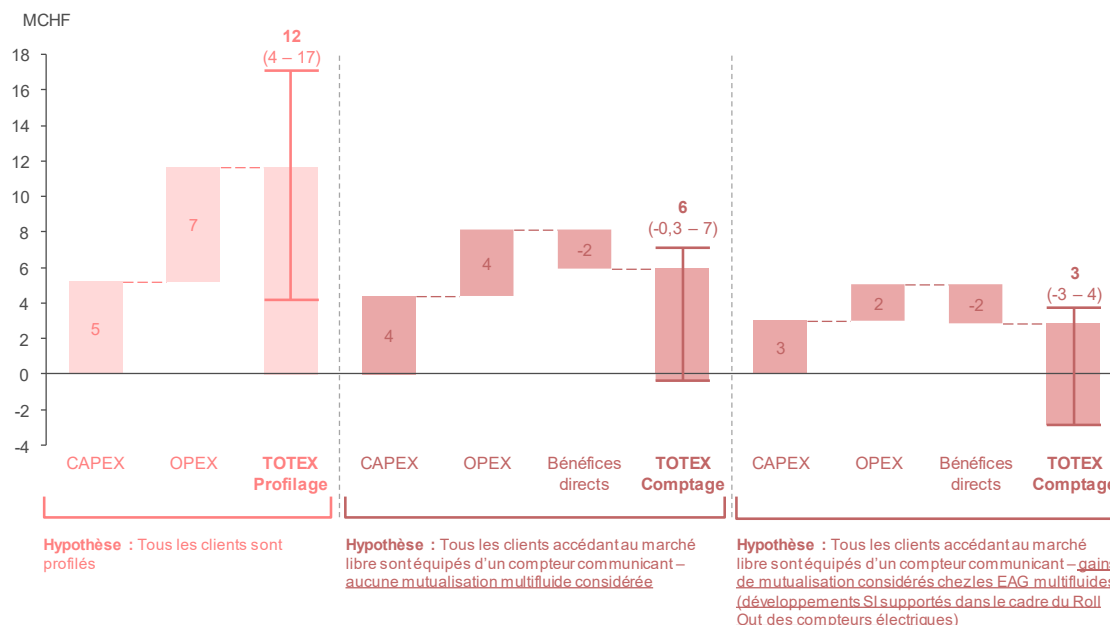
Du fait de coûts principalement fixes (équipement de l'échantillon représentatif, développement du modèle de profilage), la mise en place d'un système de profilage ne se justifie que pour un nombre important de clients à profiler. Dans le scénario C, l'ouverture du marché ne concernerait que quelques milliers de clients, dont la diversité des usages du gaz nécessiterait par ailleurs le développement d'un nombre important de profils standards de consommation : les coûts totaux de profilage des clients > 1 GWh/an est estimé à 12 MCHF (sensibilité<sup>6</sup> entre 4 et 17 MCHF).

En comparaison, l'équipement des clients > 1 GWh/an avec des compteurs communicants induirait un bilan coûts / bénéfices directs estimé à 6 MCHF (sensibilité entre -0,3 MCHF et 7 MCHF). Si des gains de mutualisation multifluide pour les GRD ayant aussi la responsabilité du réseau électrique sont considérés<sup>7</sup>, ce bilan est réduit à 3 MCHF (sensibilité entre -3 MCHF et 4 MCHF)<sup>8</sup>.

<sup>6</sup> La fourchette basse de sensibilité intègre notamment la possibilité d'un développement *a minima* du profilage à partir d'un modèle déjà développé à l'étranger.

<sup>7</sup> Deux tiers des GRD ont aussi la responsabilité du réseau électrique sur leur zone de desserte et sont tenus de déployer des compteurs intelligents chez leurs clients électrique (OApEI art. 31e) – il est probable que ces GRD développent *a priori* leurs systèmes informatiques pour le comptage intelligent électrique et l'utilisent aussi pour le comptage gaz.

<sup>8</sup> Le bilan coûts / bénéfices directs peut être négatif dès que sont pris en compte les potentiels d'économies d'énergie de réglage liées à une amélioration de la prévision en ayant recours aux compteurs. Il s'agit de la différence de coût entre l'énergie injectée par les fournisseurs et celle injectée en réglage par le RZM, les volumes totaux de gaz consommés restent inchangés. Ces bénéfices sont intégrés dans la fourchette basse de l'analyse de sensibilité.



**Figure 3 : Comparaison des coûts et bénéfices directs des méthodes d'allocation dans le scénario C**

L'option du comptage communicant semble dès lors économiquement plus pertinente que la mise en place d'un profilage pour les clients > 1 GWh/an. Cet arbitrage est confirmé par la prise en compte des avantages indirects offerts par les compteurs communicants :

- Le comptage communicant donne aux fournisseurs les moyens d'offrir des modèles tarifaires innovants et de réduire voire supprimer les écarts entre facturation sur acompte et facturation finale ;
- Le comptage communicant offre non seulement des opportunités de réduction de la consommation, mais aussi des outils de flexibilisation de la consommation qui pourrait trouver un modèle économique auprès des plus grands consommateurs ;
- Le scénario C représenterait un déploiement annuel d'une dizaine de compteurs par EAG (voire moins pour les plus petites EAG), soit une procédure plus simple que la mise en œuvre de profils de charge standards, ce qui permettrait une ouverture plus rapide du marché.

Cette recommandation s'aligne sur l'exemple allemand, (resp. français, resp. italien) qui, même en ayant recours au profilage pour leur bas de portefeuille, déploie des compteurs communicants chez les clients industriels avec une consommation supérieure à 1,5 GWh/an (resp. 5 GWh/an, resp. 0,6 GWh/an).

Il convient enfin de noter que, dans les scénarios A et B, le profilage des grands industriels (> 1 GWh/an) impliquerait le développement de profils spécifiques pour ces clients du fait de leur grande diversité d'usages – les conclusions tirées dans le scénario C concernant l'arbitrage avec le comptage communicant seraient identiques et privilégieraient l'équipement de ces clients en compteurs communicants, indépendamment de la méthode d'allocation retenue pour les autres clients.

Par conséquent, dans tous les scénarios d'ouverture du marché, il est recommandé de recourir à une méthode d'allocation par comptage communicant pour tous les clients avec une consommation supérieure à 1 GWh/an.

## 9

**Dans le scénario A (ouverture pour les clients >100 MWh), un déploiement de compteurs communicants chez tous les clients affiche un bilan coûts / bénéfices directs comparable (17 à 28 MCHF) qu'un recours au profilage pour les clients < 1 GWh/an (17 – 20 MCHF). Au vu des avantages indirects permis par les compteurs communicants, un déploiement auprès de tous les clients accédant au marché libre est aussi recommandé pour le scénario A.**

Dans le scénario A, le recours au profilage induit un coût complet estimé entre 17 et 20 MCHF :

- La mise en place d'un modèle de profilage pour les clients < 1 GWh/an requiert un investissement de 6 MCHF (équipement de l'échantillon statistique, construction du modèle de profilage et adaptation des SI chez les distributeurs) et des coûts opérationnels cumulant 8 MCHF sur 20 ans (maintenance des SI, amélioration continue du modèle de profilage, coûts opérationnels chez les distributeurs), soit un coût complet estimé à 14 MCHF ;
- L'ouverture du marché nécessiterait par ailleurs l'équipement des clients > 1 GWh/an en compteurs communicants (voir recommandation formulée dans le point 8 du résumé exécutif), dont le bilan coûts / bénéfices directs est estimé entre 3 et 6 MCHF selon les résultats d'analyse pour le scénario C.

En comparaison, l'analyse d'un déploiement de compteurs communicants chez tous les clients accédant au marché libre révèle un bilan coûts / bénéfices directs de 28 MCHF sans tenir compte des gains de mutualisation gaz / électricité pour les EAG multifluides.

Or, deux tiers des EAG sont aussi responsables du réseau de distribution électrique sur leur zone de desserte et sont tenues de déployer des compteurs communicants chez 80% de leurs clients électriques avant 2027 (OApEI art. 31e) : ces distributeurs auront à largement adapter leurs systèmes informatiques pour gérer le comptage électrique. Ces adaptations pourront être mises au service de la gestion du comptage communicant pour le gaz : cette mutualisation permettrait de réduire considérablement le coût d'un déploiement de compteurs communicants gaz, dont le bilan coûts / bénéfices directs est dès lors estimé à 17 MCHF.

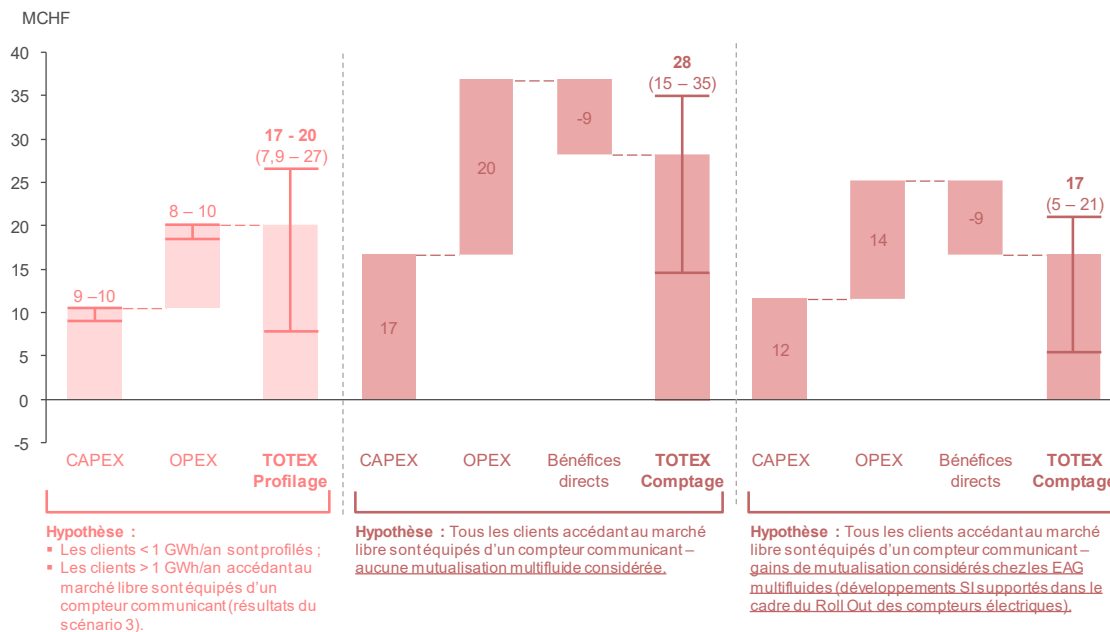


Figure 4 : Comparaison des coûts et bénéfices directs des méthodes d'allocation dans le scénario A<sup>9</sup>

Le déploiement de compteurs communicants chez tous les clients accédant au marché affiche par conséquent un bilan coûts / bénéfices directs comparable voire légèrement plus intéressant que la mise en place d'un modèle de profilage pour les clients < 1 GWh/an.

Les avantages directs identifiés permis par les compteurs communicants dans le scénario C (notamment : innovation tarifaire, réduction / flexibilisation de la consommation, simplicité de mise en œuvre pour les distributeurs) renforcent un arbitrage en faveur d'un déploiement chez tous les clients accédant au marché. Le nombre de compteurs à déployer (quelques dizaines par an et par EAG, voire moins) ne devrait pas représenter d'obstacle à une ouverture rapide du marché.

# 10

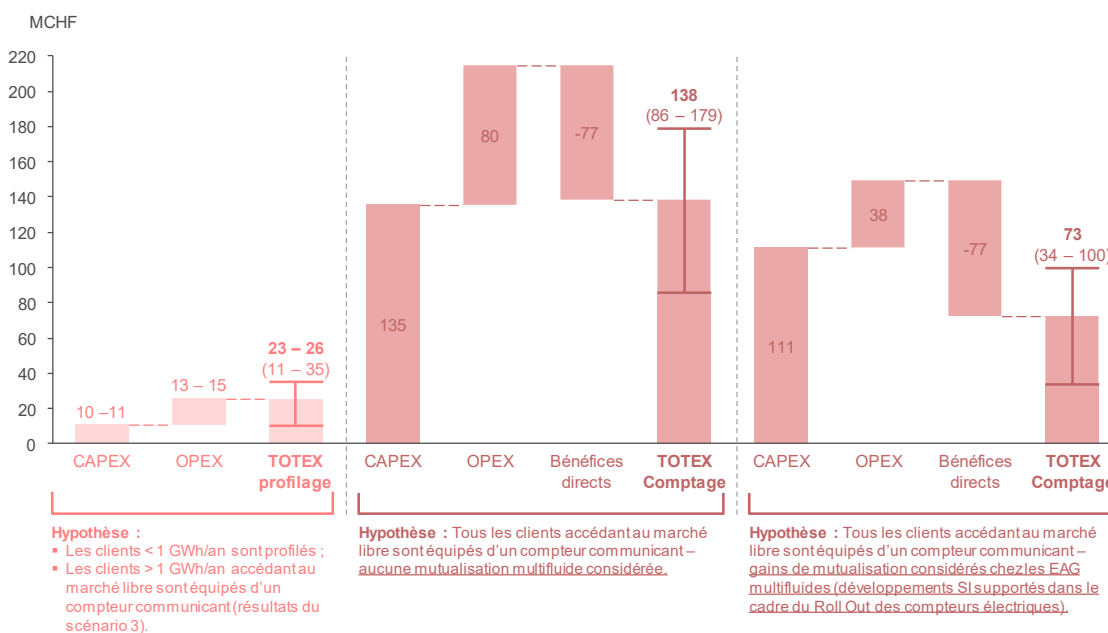
Dans le scénario B (ouverture pour l'ensemble des clients), le bilan coûts / bénéfices directs d'un recours au profilage pour les clients <1 GWh/an (26 MCHF dont 11 MCHF de CAPEX) est significativement plus favorable que celui d'un déploiement généralisé de compteurs communicants (138 MCHF dont 135 MCHF de CAPEX). Si un déploiement généralisé des compteurs communicants (qui prendrait 5 à 10 ans) n'est pas décidé, alors le profilage reste l'unique solution pour une ouverture complète du marché et induirait un délai de 2 – 3 ans voire moins.

<sup>9</sup> A titre de comparaison, l'investissement (hors coûts opérationnels et bénéfices directs) nécessaire au déploiement de compteurs communicants chez les consommateurs professionnels a été estimé par l'étude [1] à 16 MCHF [1] – contre 12 à 17 MCHF dans cette analyse.

Le scénario B d'ouverture complète du marché de détail à tous les consommateurs implique dix fois plus (respectivement cent fois plus) de clients que le scénario A (respectivement C). Les coûts majoritairement fixes du profilage des clients < 1 GWh/an sont dès lors pleinement justifiés, avec un coût complet estimé entre 23 et 26 MCHF :

- Le coût complet du profilage des clients < 1 GWh/an est estimé autour de 20 MCHF, dont les coûts de construction du modèle statistique (35%) et le déploiement des outils informatiques de gestion chez les GRD (35%) sont indépendants du nombre de clients à profiler. La méthode de profilage retenue devra privilégier une centralisation de la complexité (soit au niveau national pour les méthodes statistiques, soit au travers de consortiums de GRD pour les outils opérationnels) et une simplicité pour l'application décentralisée par chaque GRD, afin de conserver des coûts maîtrisés ;
- L'ouverture du marché nécessiterait par ailleurs l'équipement des clients > 1 GWh/an en compteurs communicants (voir recommandation formulée dans le point 8 du résumé exécutif), dont le bilan coûts / bénéfices directs est estimé entre 3 et 6 MCHF selon les résultats d'analyse pour le scénario C.

Ces coûts sont plusieurs fois inférieurs à ceux induits par le déploiement massif de plus de 400'000 compteurs communicants chez tous les clients gaz, dont le bilan coûts / bénéfices directs est estimé à 138 MCHF, voire 73 MCHF si des gains de mutualisation sont pris considérés pour les EAG multifuilides.



**Figure 5 : Comparaison des coûts et bénéfices directs des méthodes d'allocation dans le scénario B**

Face à un déploiement généralisé de compteurs qui prendrait vraisemblablement entre 5 et 10 ans, la mise en place d'un modèle de profilage permettrait par ailleurs une ouverture accélérée du marché en 2 à 3 ans (délai principalement lié à la collecte de données de consommation

après de l'échantillon statistique et à l'adaptation des SI chez les distributeurs)<sup>10</sup>. Il est à noter que, dans tous les cas, l'entrée en vigueur de l'ordonnance n'aurait lieu que quelques mois après l'entrée en vigueur de la LApGaz.

# 11

**Une valeur d'efficacité énergétique atteinte grâce aux compteurs communicants, aurait un impact décisif (1% de réduction de consommation génèrerait ~100 MCHF de valeur sur la durée de vie des compteurs) mais reste cependant très incertaine et nécessiterait d'être démontrée pour justifier un déploiement généralisé quel que soit le scénario d'ouverture du marché.**

Les plans de déploiement généralisé de compteurs communicants (Roll Out) en Europe n'ont pas été engagés pour des enjeux d'amélioration de l'allocation des consommations, mais avec une ambition forte d'efficacité énergétique en visant des économies d'énergie allant de 0% à 7% de la consommation. En Suisse, une réduction de 1% de la consommation nationale de gaz génèrerait de l'ordre de ~100 MCHF de valeur. Ce potentiel d'économie d'énergie n'est aujourd'hui pas encore démontré par les retours d'expérience et reste très incertain. Un déploiement généralisé de compteurs communicants dans un objectif d'efficacité énergétique devrait au préalable s'appuyer sur une démonstration de ce potentiel.

## Synthèse des recommandations stratégiques :

# 12

- Dans tous les scénarios d'ouverture du marché, il est recommandé d'équiper les consommateurs industriels (> 1 GWh/an) qui accèdent au marché libre avec des compteurs communicants (dont les frais sont supportés par le distributeur et compensés dans le timbre dans le cadre de l'exploitation du réseau sauf en cas de libéralisation de la métrologie) ;
- Dans le cas d'une ouverture partielle du marché aux clients consommant plus de 100 MWh/an (scénario A), l'utilisation de compteurs communicants est recommandée, notamment grâce à une mutualisation avec le déploiement du comptage intelligent dans le secteur électrique conformément à l'OApEI ;
- Dans le cas d'une ouverture complète du marché (scénario B), le profilage de tous les clients avec une consommation inférieure à 1 GWh/an permet une ouverture du marché à faible coût (~26 MCHF). Si un déploiement généralisé des compteurs communicants (qui prendrait 5 à 10 ans) n'est pas décidé, alors le profilage reste l'unique solution pour une ouverture complète du marché et induirait un délai de 2 – 3 ans voire moins.

<sup>10</sup> Si la branche choisissait, au moins temporairement, de s'appuyer sur des profils préexistants développés à l'étranger, le délai de mise en œuvre pourrait être réduit à moins de deux ans, principalement contraint par l'adaptation nécessaire des SI chez les distributeurs – cette adaptation sera de toute façon nécessaire pour gérer les nouvelles procédures liées à un marché ouvert.

Segment	Clients < 100 MWh/an			Clients 100 MWh/an – 1 GWh/an		Clients 1 GWh/an
	R1 Résidentiel	R2 Résidentiel	P1 Professionnel	R3 Résidentiel	P2 Professionnel	P3 Professionnel
<b>Usage du gaz</b>	Cuisson	Thermique	Thermique	Thermique	Mixte	Procédés
<b>Consommation par client (MWh/an)</b>	(< 100)	< 100	< 100	> 100	100 – 1'000	> 1'000
<b>Nombre de clients</b>	79'134 19%	266'975 64%	37'000 9%	26'546 6%	6'267 1%	4'078 1%
<b>Consommation totale (GWh)</b>	436 1%	9'143 24%	1'245 3%	4'157 11%	4'543 12%	19'176 50%
<b>Scénario A</b> Ouverture du marché aux clients > 100 MWh/an				<b>Comptage communicant</b> (Mesure journalière <sup>11</sup> , sans correcteurs de volume)  <i>Coûts de déploiement des compteurs couverts par le distributeur au titre de l'exploitation du réseau, sauf en cas de libéralisation de la métrologie.</i>		<b>Comptage communicant</b> (Mesure journalière <sup>12</sup> avec correcteurs de volume – pas de chromatographe nécessaire <sup>13</sup> )  <i>Coûts de déploiement des compteurs couverts par le distributeur au titre de l'exploitation du réseau, sauf en cas de libéralisation de la métrologie.</i>
<b>Scénario B</b> Ouverture complète du marché	<b>Profilage</b>			~10 profils standards de consommation synthétiques développés par la branche et attribués à chaque client par son GRD		
<b>Scénario C</b> Ouverture du marché aux clients > 1 GWh/an						

Tableau 2 : Synthèse des recommandations stratégiques

<sup>11</sup> Alternativement, une mesure horaire par défaut est envisageable sans modification des conclusions de l'étude.

<sup>12</sup> Idem

<sup>13</sup> A l'exception des très grands clients raccordés au réseau de transport qui en sont généralement déjà équipés.



## Zusammenfassung

# 1

Im Rahmen der Arbeiten des Bundesamts für Energie (BFE) zum Gasversorgungsgesetz (GasVG) und im Einklang mit den bereits durchgeführten Studien zur Öffnung des Endkundenmarkts sowie des Bilanzierungssystems soll, gemäss dem der E-CUBE Strategy Consultants SA erteilten Mandat, das technisch-wirtschaftliche Potenzial einer Verbrauchszuweisung (Allokation) mittels Standardlastprofilen (SLP) oder mithilfe von Smart Metern beurteilt werden.

In der Schweiz beschränkt sich der Zugang zum Endkundenmarkt für Gas gemäss einer privatrechtlichen Vereinbarung zwischen der Industrie und der Gasbranche bis anhin auf industrielle Grossverbraucher (> 150 Nm<sup>3</sup>/h).

Der Bundesrat hat dem BFE den Auftrag erteilt, ein Gesetz für die Gasversorgung (GasVG) auszuarbeiten, das voraussichtlich Ende 2019 in die Vernehmlassung geschickt wird. Das GasVG soll die Bedingungen für den Marktzugang der Endverbraucher festlegen. In diesem Zusammenhang hat das BFE bereits mehrere Arbeiten in die Wege geleitet, um die Modalitäten für die Öffnung des Endkundenmarktes und das einzuführende Bilanzierungssystem zu prüfen, namentlich die 2016 in Auftrag gegebenen Studien [1] [2] [3].

Bei den Gesprächen zwischen dem BFE, der Industrie und der Gasbranche betreffend möglicher Bilanzierungsmodelle hat sich gezeigt, dass eine Beurteilung des technisch-wirtschaftlichen Potenzials der Anwendung von Standardlastprofilen im Vergleich zum systematischen Einsatz von Smart-Metering-Systemen erforderlich ist.

# 2

Die im Auftrag des BFE durchgeführten Studien kamen zum Schluss, dass eine Tagesbilanzierung in der Schweiz technisch machbar ist. Im Zuge der Marktöffnung wird damit jedem Kunden, der in den freien Markt eintritt, ein Tagesverbrauch zugewiesen<sup>14</sup>. Es stehen zwei Methoden zur Verfügung, die mit dem "Network Code on Gas Balancing" [4] der Europäischen Union kompatibel sind: die Verwendung von Smart Metern mit einer täglichen Ablesung oder die Verwendung von herkömmlichen Zählern mit einer jährlichen bis monatlichen Ablesung unter Anwendung von SLP.

Die vom BFE in Auftrag gegebenen Studien über die kurzfristig verfügbaren Flexibilitätsquellen im Schweizer Gasversorgungssystem und über den untertägigen Flexibilitätsbedarf zum

---

<sup>14</sup> Die Studie geht von einer Tagesbilanzierung aus. Falls jedoch eine Stundenbilanzierung gewählt würde, wären die Auswirkungen marginal (v.a. Erhöhung der Bandbreite in den Kommunikationsinfrastrukturen) und würden die Schlussfolgerungen der Studie nicht beeinflussen.

Ausgleich untertägiger Schwankungen des Verbrauchs sowie der Prognoseungenauigkeiten kamen zum Schluss, dass im Schweizer System eine Tagesbilanzierung technisch machbar ist [2] [3].

Die Marktöffnung setzt eine tägliche Allokation des individuellen Verbrauchs jedes Kunden, der in den freien Markt eintritt, voraus und zwar in der durch das Bilanzierungssystem definierten Frist (Bilanzierungsperiode). In Europa sind zwei Methoden gebräuchlich, welche mit dem "Network Code on Gas Balancing" [4] der Europäischen Union kompatibel sind:

- Der Verteilnetzbetreiber<sup>15</sup> verwendet für alle Kunden mit Zählern, die keine tägliche Ablesung des Verbrauchs zulassen (d.h. die überwiegende Mehrheit der Kunden, falls keine flächendeckende Einführung von Smart Metern geplant ist) Standardlastprofile (SLP). Anhand der SLP kann er den Tagesverbrauch jedes Kunden nach dessen spezifischen Merkmalen und den Merkmalen des Verbrauchstages (insbesondere der Temperatur in der Umgebung des Verbrauchsorts) prognostizieren;
- Alternativ können Kunden mit einem sogenannten Smart Meter ausgestattet werden, der ihren Tagesverbrauch ermittelt und die Information täglich an den Verteilnetzbetreiber (VNB) übermittelt. Der VNB kann dann täglich die Allokation des tatsächlichen Verbrauchs der Kunden vornehmen. Wird eine kürzere Bilanzierungsperiode gewählt, ist die Messung entsprechend anzupassen. Dies hätte jedoch keinen Einfluss auf die nachstehenden Schlussfolgerungen der Studie.

**Die Anwendung von Standardlastprofilen zielt darauf ab, den Verbrauch eines Kunden basierend auf seinem jährlich bis monatlich abgelesenen Verbrauch sowie einigen Standardparametern (Temperatur, Arbeits- oder Feiertag, thermische oder anderweitige Nutzung des Gases durch den Kunden) zu bestimmen.**

**3**

**In Deutschland, Frankreich und Italien kommen Standardlastprofile bei der überwiegenden Mehrheit der Kunden zum Zuge, wohingegen die Messung vornehmlich für industrielle Grosskunden (> 0,6 bis 5 GWh/Jahr) genutzt wird. Die SLP-Verfahren ähneln sich und basieren auf einem auf nationaler Ebene entwickelten statistischen Modell. Das entsprechende Verfahren wird von sämtlichen Verteilernetzbetreibern (VNB) angewandt, auch von solchen, die ähnlich gross sind wie die VNB in der Schweiz (weniger als 10'000 Kunden).**

Die Allokation liegt traditionell in der Verantwortung der VNB. In Deutschland und Frankreich erfolgt die Allokation für alle Kunden, die weniger als ~2 bis 5 GWh/Jahr verbrauchen, gegenwärtig mit Hilfe von Standardlastprofilen. In Italien wird die Allokation mit Ausnahme jener

---

<sup>15</sup> Dies ist in Deutschland, Frankreich und Italien der Fall. Gemäss dem "Network Code on Gas Balancing" der Europäischen Union kann die Prognose – im Vorfeld der Allokation – durch den Verteilnetzbetreiber, den Transportnetzbetreiber oder einen von der Regulierungsbehörde bezeichneten Dritten erfolgen.

Kunden, die mit Smart Metern ausgestattet sind (Verbraucher mit über ~0,6 GWh/Jahr und weniger als 50% der Privatkunden), ebenfalls anhand von Standardlastprofilen vorgenommen.

In den drei untersuchten Ländern basiert das SLP-Verfahren auf einem auf nationaler Ebene entwickelten statistischen Modell (das in Deutschland und Frankreich von der Branche, in Italien von der Regulierungsbehörde entwickelt wurde). Damit sollen alle VNB – auch die kleinsten – Allokationen möglichst einfach vornehmen können. Alle befragten Versorger sind der Auffassung, dass die Allokation durch die Anwendung von Standardlastprofilen keine besonderen Probleme bereitet und im Alltag nur einen geringen operativen Aufwand erfordert.

Die in Deutschland, Frankreich und Italien angewandten SLP-Verfahren weisen ein sehr ähnliches Grundprinzip zur Berechnung des jedem SLP-Kunden zugewiesenen Verbrauchs auf. Dabei werden einerseits die Merkmale des Kunden sowie dessen Jahres- oder Monatsverbrauch, und andererseits die Charakteristiken des Verbrauchstages, insbesondere die Temperatur, berücksichtigt:

- Anhand des bei den letzten Ablesungen am Zähler des Kunden gemessenen Verbrauchs<sup>16</sup> kann ein um klimatische Einflüsse bereinigter **Referenzverbrauch** abgeleitet werden. Diese Methode der Schätzung eines jährlichen oder monatlichen Referenzverbrauchs wird von der Branche häufig verwendet, insbesondere für die Fakturierung von Akontorechnungen;
- **Die Merkmale des Kunden** werden von seinem VNB höchstens einmal pro Jahr definiert. Dabei werden dessen Verbrauch und die Art wie er das Gas nutzt berücksichtigt: Jedem Kunden wird eines der 5 bis 10 Lastprofile zugeordnet, die dem VNB vom Verantwortlichen des SLP-Modells zur Verfügung gestellt werden. Die Kriterien für die Zuordnung des Profils bestehen im Wesentlichen aus der Höhe des Jahresverbrauchs oder des (privaten oder gewerblichen) Status des Kunden sowie der Art, wie das Gas vornehmlich genutzt wird: Kochen, Heizen oder industrieller Prozess. Das Lastprofil besteht in der Regel aus einer Referenzverbrauchschronik mit einem normierten Verbrauchswert für jeden Tag des Jahres;
- **Die Charakteristiken des Verbrauchstages** berücksichtigen zudem die Temperatur am Verbrauchstag und ob es sich dabei um einen Werktag oder einen Feiertag handelt:
  - Die Temperatur – der wichtigste Einflussfaktor für den Verbrauch – wird den Netzbetreibern an verschiedenen Stellen des Versorgungsgebiets von einem Wetterdienst zur Verfügung gestellt. Der überwiegenden Mehrheit der Versorger wird eine einzige Wetterstation als Referenz für alle ihre Kunden zugeordnet;
  - Das Merkmal "Arbeitstag oder Feiertag", welches hauptsächlich einen Einfluss auf den Verbrauch bei gewerblichen Kunden hat, wird ebenfalls mit einem Faktor berücksichtigt, den die für SLP-Modelle verantwortliche Institution allen VNB höchstens einmal pro Jahr in einer Kalendertabelle zur Verfügung stellt.

---

<sup>16</sup> Die am Zähler des Kunden abgelesenen Verbrauchsdaten werden nach den für die Fakturierung angewendeten Standardmethoden in Energie umgerechnet.

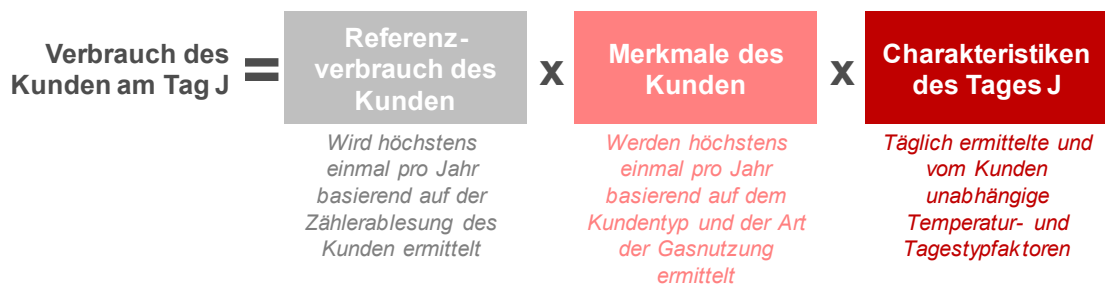


Abbildung 6: Grundprinzip der Anwendung von synthetischen Standardlastprofilen

Solche sogenannte synthetische Standardlastprofile werden von der Mehrheit der Verteilnetzbetreiber in Deutschland und von den kleineren Unternehmen in Frankreich genutzt. Die grösseren Betreiber bevorzugen indes einen analytischen oder gleichwertigen Ansatz, bei dem die Ergebnisse der Anwendung von Standardlastprofilen bereinigt werden, indem die Abweichungen zwischen der Summe der erfolgten Allokationen und dem tatsächlich beobachteten Gesamtverbrauch der SLP-Kunden berücksichtigt werden.

## 4

**Mit der Nutzung von Standardlastprofilen kann der Tagesverbrauch der Kunden mit einer Genauigkeit von rund 10% bestimmt werden. Alle Akteure in den untersuchten Ländern (Regulierungsbehörden und Branche) sind derzeit mit der Leistung der Standardlastprofile im Hinblick auf die Herausforderungen der Allokation zufrieden. In Frankreich, wo in Kürze bei 95% der Kunden Smart Meter eingeführt werden, ist geplant, die Allokationen der Kunden weiterhin mittels Standardlastprofilen durchzuführen.**

Auch wenn die Allokationsmethode anhand von Standardlastprofilen strukturell unvollkommen ist, da sie auf Schätzungen beruht, werden die täglichen Abweichungen zwischen dem durch die Anwendung von Standardlastprofilen geschätzten Verbrauch und dem tatsächlichen Verbrauch (lediglich) auf etwa 10% geschätzt (in Deutschland und Frankreich im Schnitt zwischen 6% und 20%). Es ist zu beachten, dass diese Abweichungen nur die tägliche Aufteilung des Verbrauchs betreffen: Der dem Endkunden in Rechnung gestellte Verbrauch basiert auf den an seinem Zähler gemessenen Verbrauchsdaten.

Alle befragten Akteure sind derzeit der Ansicht, dass mit der Anwendung von Standardlastprofilen eine für das System ausreichende Qualität der Allokation erzielt wird. Die Smart Meter – in Frankreich werden beispielsweise bei ~11 Millionen Kunden Gazpar-Zähler installiert – werden die Standardlastprofile nicht ersetzen, diese werden weiterhin auch bei jenen Kunden für die Allokation verwendet, die bereits mit Smart Metern ausgestattet sind. Frankreich sieht einen Nutzen der Smart Meter jedoch darin, dass die statistischen Modelle dadurch verbessert bzw. das SLP-Verfahren grundlegend hin zu einem dynamischen System weiterentwickelt werden könnte: Mittels einem Sample von Smart Metern können auch Echtzeit-Messdaten berücksichtigt werden.

## 5

**Deutschland erachtete die flächendeckende Einführung von Smart Metern für Gas und Strom für nicht wirtschaftlich. Frankreich und Italien haben hingegen, unabhängig von den im Stromsektor eingesetzten Zählern, ein Programm für ein flächendeckendes Smart-Meter-Roll-Out für Gas lanciert. In diesen Ländern wird mit der Einführung von Smart Metern für Gas hauptsächlich das Ziel verfolgt, den Verbrauch zu senken – ein Ersatz der Standardlastprofile wurde dabei kaum oder gar nicht in Erwägung gezogen.**

Die Einführung von Smart Metern im Gassektor folgt den Bestrebungen der Europäischen Union, bis 2020 zumindest im Stromsektor alle Kunden damit auszustatten.

Auch wenn Smart Meter dem Gassektor ggf. verschiedene Vorteile eröffnen (insbesondere im Endkundenmarkt), ist deren Einführung wirtschaftlich nur dann sinnvoll, wenn das mit den Smart Metern verbundene Potenzial zur Reduktion des Verbrauchs berücksichtigt wird (Schätzungen in den verschiedenen europäischen Ländern weisen auf eine mögliche Reduktion zwischen 0% bis 7%). Mehrere Mitgliedstaaten der Europäischen Union, darunter auch Deutschland, sind zeitgleich zum Schluss gekommen, dass die Kosten-/Nutzen-Bilanz einer Einführung negativ ist und haben bis heute auf eine flächendeckende Einführung verzichtet.

Der Einfluss von Smart Metern auf die Bilanzierung ist hingegen nie ausschlaggebend für den Entscheid für oder gegen eine Einführung:

- In Frankreich schätzte die *Commission de régulation de l'énergie* (CRE), dass die Installation von ~11 Millionen Smart Metern – mit Gesamtkosten von 1 Milliarde Euro – dank der Reduktion des Verbrauchs um 1,5% bei den damit ausgestatteten Kunden 1,1 Milliarden Euro freisetzen würde. Zum Vergleich: Die Einsparungen infolge einer verbesserten Bilanzierung wurden auf 5 Millionen Euro veranschlagt;
- In Italien hat Italgas – der Marktteilnehmer, der mit über vier Millionen Smart Metern bei 6 Millionen Kunden am weitesten fortgeschritten ist – den Einfluss der Messung auf die Genauigkeit seiner Allokationen nicht quantifiziert.

## 6

**Der Schweizer Gasmarkt ist durch seine Grösse (~420'000 Kunden) wie durch die Anzahl Versorger (~100 Versorger) gekennzeichnet.**

**Die Bewertung wird gemäss drei Szenarien für die Öffnung des Endkundenmarktes durchgeführt: A (Öffnung für Kunden über 100 MWh/Jahr) – das Referenzszenario, B (Öffnung für alle Kunden) und C (Öffnung für Kunden über 1 GWh/Jahr). Für jedes dieser Szenarien werden ab dem Zeitpunkt der Marktöffnung die Implementierung und Nutzung eines an die europäischen Modelle angelehnten SLP-Verfahrens sowie die flächendeckende Einführung von Smart Metern untersucht.**

Die Schweiz zeichnet sich durch folgende Besonderheiten aus:

- In der Schweiz werden nur ~420'000 Endkunden mit Gas versorgt, in den Nachbarländern sind es mehrere bis Dutzende Millionen. Die wirtschaftlichen Lösungen

können sich daher grundlegend unterscheiden, je nachdem, ob sich die entsprechenden Parameter proportional zur Kundenzahl verhalten oder nicht;

- Das Versorgungsnetz wird von einer grossen Anzahl kleinerer VNB betrieben: Kein Schweizer Gasversorger beliefert mehr als 100'000 Kunden, die Mehrheit der ~100 Versorgungsunternehmen hat nur einige Tausend Kunden. Obwohl Vergleiche dennoch möglich sind, ist es unerlässlich, diese Besonderheit bei der Beurteilung der jeweiligen Verfahren zu berücksichtigen, da die Herausforderungen der Implementierung und der Anwendung weitgehend von der kritischen Grösse der Unternehmen abhängig sind.

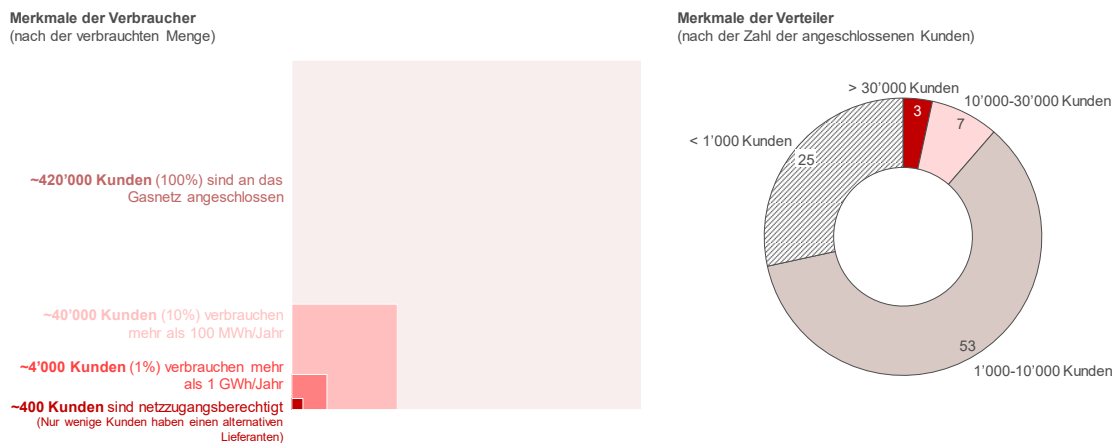


Abbildung 7: Merkmale des Gasversorgungssystems in der Schweiz [5],[6],[7]

Die Beurteilung des technisch-wirtschaftlichen Potenzials der Allokation durch die Anwendung von Standardlastprofilen und durch Smart-Metering erfolgt unter Berücksichtigung dieser Besonderheiten und wird nach den drei Szenarien für die Öffnung des Marktes differenziert:

- **Szenario A (Referenz):** Öffnung des Marktes für die Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 100 MWh/Jahr – bzw. für rund 40'000 Kunden;
- **Szenario B:** Öffnung des Marktes für alle Kunden, unabhängig von ihrem Verbrauch;
- **Szenario C:** Öffnung des Marktes für die Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 1 GWh/Jahr – bzw. für rund 4'000 Kunden (von denen rund 400 schon netzzugangsberechtigt sind).

## 7

Mit Blick auf die Erfahrungswerte in Europa und unter Berücksichtigung der Besonderheiten des Gasversorgungssystems in der Schweiz werden die Allokationsmethoden anhand von Standardlastprofilen (bzw. durch Smart-Metering) mit dem Ziel bestimmt, die Kosten für die Einführung zu minimieren und die Verfahren für die Versorger und Lieferanten möglichst einfach zu gestalten.

Die folgende Tabelle fasst die Merkmale der für die Schweiz vorgeschlagenen Modelle für SLP bzw. Smart-Metering-Systeme zusammen:

	<b>Anwendung von Standardlastprofilen</b>	<b>Smart-Metering-Systeme</b>
<i>Tools</i>	3 Profile für Haushalte und Gewerbe + 7 Profile für die Industrie (zur Vereinfachung der Verfahren werden synthetische Profile empfohlen)	<u>Kunden &lt; 1 GWh/Jahr:</u> Zähler mit täglicher Messung ohne Mengenumwerter <u>Kunden &gt; 1 GWh/Jahr:</u> Zähler mit täglicher Messung und Mengenumwerter (Temperatur, Druck) <sup>17</sup>
<i>Entwicklung der Allokationsmethode</i>	Von der Branche auf nationaler Ebene entwickeltes SLP-Modell (die Branche kann einen Anbieter beauftragen oder sich an europäische Organisationen wenden <sup>18</sup> )	Von der Branche auf nationaler Ebene ausgearbeitete Spezifikationen für die Infrastruktur der Smart-Metering-Systeme (Zähler, IT, usw.)
<i>Modalitäten für die Einführung bei den Kunden</i>	<b>Szenarien A und C:</b> Anwendung von Standardlastprofilen bei den Kunden, die in den freien Markt eintreten <b>Szenario B:</b> Anwendung von Standardlastprofilen bei allen Kunden ab dem Zeitpunkt der Marktöffnung	<b>Szenarien A und C:</b> Installation von Smart-Metern bei den Kunden, die in den freien Markt eintreten <b>Szenario B:</b> flächendeckende Einführung von Smart-Metern bei allen Kunden mit Marktöffnung beendet
<i>Finanzierung</i>	Kosten für die Implementierung und Anwendung der SLP-Verfahren werden den Netzbetriebskosten angerechnet und durch die Netzentgelte gedeckt	Kosten für die Installation und den Betrieb von Smart Metern bei den Kunden werden den Netzbetriebskosten angerechnet und durch die Durchleitungsgebühren gedeckt (der Kunde, der in den freien Markt eintritt, trägt die Kosten für die Installation des Smart Meters nicht selber, ausser im Falle einer Liberalisierung der Gasmesstechnik)

<sup>17</sup> Nur die an das Transportnetz angeschlossenen industriellen Grosskunden sind mit Chromatographen ausgestattet – bei den meisten dieser Verbraucher ist dies bereits im Rahmen der Verbändevereinbarung geschehen.

<sup>18</sup> Um die Kosten zu senken und zu Beginn die Umsetzung möglichst zu beschleunigen, könnte die Branche ein im Ausland entwickeltes SLP-Modell nutzen. Es müssten Validierungstests (Überprüfung der ausländischen Lastprofile anhand des effektiven Verbrauchs/Temperaturverlaufs) durchgeführt und allenfalls Anpassungen vorgenommen werden. Diese Möglichkeit wird in der Sensitivitätsanalyse der SLP-Kosten mit den unteren Werten quantifiziert.



<i>Bilanzierungsverfahren</i>	<p>Tägliche Nominierung durch den Lieferanten am Vortag der Lieferung basierend auf den vom VNB gelieferten Prognosedaten;</p> <p>Tägliche Allokation durch den VNB am Vortag der Lieferung;</p> <p>Ungleichgewichte werden durch den MGV (Regelenergie) abgedeckt und finanziell durch einen Beitrag (CHF/MWh) der SLP-Kunden kompensiert</p>	<p>Tägliche Nominierung durch den Lieferanten am Vortag der Lieferung;</p> <p>Tägliche Allokation durch den VNB am Folgetag nach dem Verbrauchstag;</p> <p>Ungleichgewichte werden durch den MGV abgedeckt und finanziell durch jeden Lieferanten im Verhältnis zu seinem Ungleichgewicht kompensiert</p>
-------------------------------	--	---

Tabelle 3: Hauptmerkmale der möglichen Allokationsmethoden

## 8

Die wirtschaftliche Analyse von Szenario C (Öffnung des Marktes für Kunden > 1 GWh/Jahr) unterstreicht die Relevanz der Smart-Meter für industrielle Grosskunden (> 1 GWh/Jahr). Die Erstellung eines Standardlastprofils wäre für sie mit erheblichen Investitionskosten verbunden, die auf eine begrenzte Anzahl Kunden aufgeteilt werden müssten. Die Ausrüstung industrieller Grosskunden (> 1 GWh/Jahr) mit einem Smart Meter rechtfertigt sich auch in den Szenarien A und B, da die Vielfalt der Nutzungsformen unter den industriellen Grosskunden die Entwicklung spezifischer Profile selbst dann erfordern würde, wenn für die übrigen Kunden ohnehin Profile entwickelt werden.

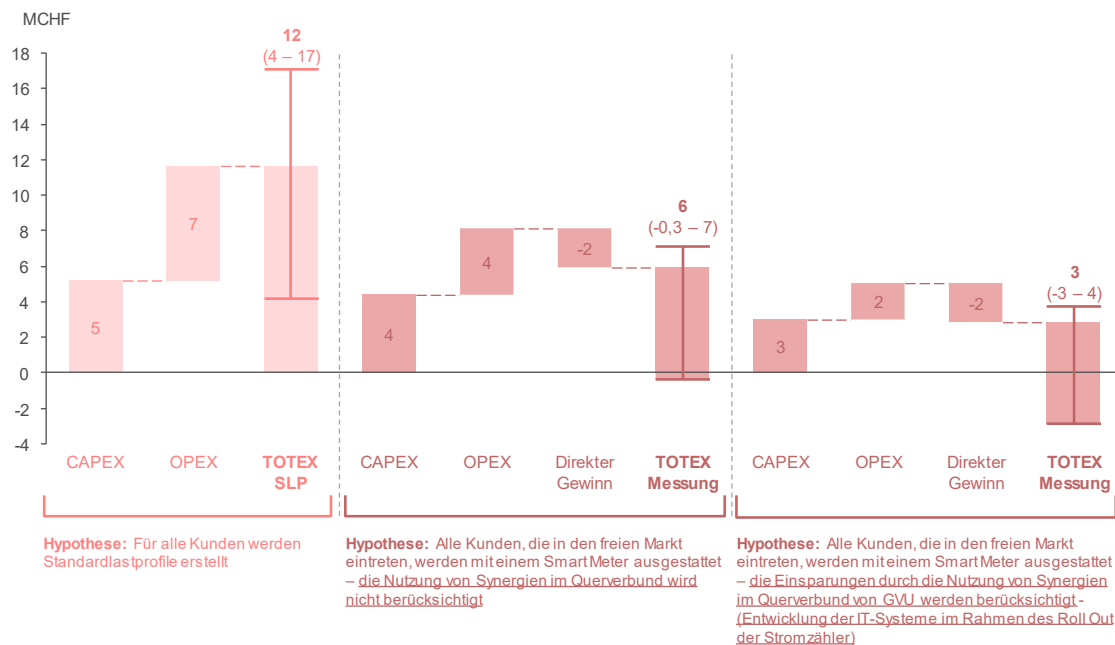
Aufgrund der überwiegend fixen Kosten (Einrichtung einer repräsentativen Stichprobe, Entwicklung des SLP-Modells) rechtfertigt sich die Implementierung eines SLP-Systems nur, wenn für eine grosse Anzahl von Kunden ein Profil erstellt werden kann. In Szenario C würde die Marktöffnung nur wenige tausend Kunden betreffen, bei denen die Nutzungsvielfalt zudem die Entwicklung einer grossen Zahl von Standardverbrauchsprofilen erfordern würde: Die gesamten Kosten für die Anwendung von Standardlastprofilen bei Kunden > 1 GWh/Jahr wird auf 12 MCHF geschätzt (Sensitivität<sup>19</sup> zwischen 4 und 17 MCHF).

Im Vergleich dazu hätte die Ausstattung der Kunden > 1 GWh/Jahr mit Smart Metern eine auf 6 MCHF geschätzte Direktkosten/-nutzen-Bilanz (Sensitivität zwischen -0,3 MCHF und 7 MCHF) zur Folge. Berücksichtigt man dabei noch die durch die Nutzung von Synergien erzielten

<sup>19</sup> Mit den unteren Sensitivitätswerten wird insbesondere die Möglichkeit einer geringfügigen Weiterentwicklung der Standardlastprofile anhand eines bereits im Ausland entwickelten SLP-Modells berücksichtigt.



Einsparungen jener VNB, die im Querverbund auch für das Stromnetz verantwortlich sind<sup>20</sup>, reduziert sich diese Bilanz auf 3 MCHF (Sensitivität zwischen -3 MCHF und 4 MCHF)<sup>21</sup>.



**Abbildung 8: Vergleich der Direktkosten und des Direktnutzens der Allokationsmethoden in Szenario C**

Die Einführung von Smart-Metering-Systemen scheint demzufolge wirtschaftlich sinnvoller zu sein als die Erstellung eines Standardlastprofils für die Kunden > 1 GWh/Jahr. Werden die indirekten Vorteile der Smart Meter berücksichtigt, bestätigt sich dieser Befund:

- Smart-Metering gibt den Lieferanten die Möglichkeit, innovative Tarifmodelle anzubieten und die Differenz zwischen Akontorechnungen und Endabrechnung zu reduzieren bzw. zu beseitigen;
- Smart-Metering bietet nicht nur die Möglichkeit, den Verbrauch zu reduzieren, sondern auch Tools zur flexiblen Gestaltung des Verbrauchs, was sich bei den grössten Verbrauchern zu einem Geschäftsmodell entwickeln könnte;
- Das Szenario C würde ein Roll-Out von jährlich rund zehn Zählern pro VNB (bzw. weniger für die kleineren VNB) bedeuten. Dieses Verfahren wäre damit einfacher als die

<sup>20</sup> Zwei Drittel der VNB sind in ihrem Versorgungsgebiet auch für das Stromnetz verantwortlich und müssen bei ihren Stromkunden Smart Meter einsetzen (StromVV Art. 31e) – es ist wahrscheinlich, dass diese VNB ihre Computersysteme von vornherein auf Smart Meter im Strombereich ausrichten und diese dann auch für die Gasmessung nutzen werden.

<sup>21</sup> Die Direktkosten/-nutzen-Bilanz kann negativ ausfallen (grösserer Nutzen als Kosten), sobald das Einsparpotenzial von Regelenergie aufgrund einer verbesserten Prognose durch die Zähler berücksichtigt wird. Es handelt sich dabei um die Kostendifferenz zwischen der von den Lieferanten eingespeisten Energie und der von der MGV eingespeisten Regelenergie, die Gesamtmenge des verbrauchten Gases bleibt unverändert. Diese Gewinne werden mit den unteren Werten der Sensitivitätsanalyse berücksichtigt.

Entwicklung von zusätzlichen Standardlastprofilen, was eine schnellere Marktöffnung ermöglichen würde.

Diese Empfehlung stimmt mit der deutschen (bzw. der französischen, bzw. der italienischen) Praxis überein, wo bei Industriekunden mit einem Verbrauch von über 1,5 GWh/Jahr (bzw. 5 GWh/Jahr, bzw. 0,6 GWh/Jahr) auch dann Lastgangmessung zum Einsatz kommen, wenn bei den Kunden mit tiefem Verbrauch Standardlastprofile angewendet werden.

Abschliessend ist darauf hinzuweisen, dass die Anwendung von Standardlastprofilen bei industriellen Grosskunden (> 1 GWh/) in den Szenarien A und B aufgrund der grossen Nutzungsvielfalt die Entwicklung spezifischer Lastprofile für diese Kunden voraussetzt. Die Schlussfolgerungen von Szenario C betreffend der Ausrüstung dieser Kunden mit Smart Metern gelten demnach auch für die Szenarien A und B, womit eine entsprechenden Ausrüstung dieses Kundensegments mit Smart Metern sinnvoll erscheint, unabhängig von der für die übrigen Kunden gewählten Allokationsmethode.

Entsprechend wird bei allen Marktöffnungs-Szenarien empfohlen, für sämtlichen Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 1GWh/Jahr eine Allokationsmethode einzusetzen, die auf einem Smart-Metering-System basiert.

**9**

**Beim Szenario A (Öffnung für Kunden >100 MWh) weist die Einführung von Smart Metern bei sämtlichen Kunden eine Direktkosten/-nutzen-Bilanz (17 bis 28 MCHF) auf, die mit jener der Anwendung von Standardlastprofilen für die Kunden < 1 GWh/Jahr (17 – 20 MCHF) vergleichbar ist. Angesichts der indirekten Vorteile der Smart Meter wird deren Einführung allerdings auch für Szenario A bei sämtlichen Kunden, die in den freien Markt eintreten, empfohlen.**

In Szenario A führt die Anwendung von Standardlastprofilen zu geschätzten Gesamtkosten zwischen 17 und 20 MCHF:

- Die Implementierung eines SLP-Modells für Kunden < 1 GWh/Jahr erfordert eine Investition von 6 MCHF (Einrichtung der statistischen Stichprobe, Aufbau des SLP-Modells und Anpassung der IT-Systeme bei den Versorgern) sowie kumulierte Betriebskosten von 8 MCHF über 20 Jahre (Wartung der IT-Systeme, kontinuierliche Weiterentwicklung des SLP-Modells, Betriebskosten bei den Versorgern) bzw. Gesamtkosten von 14 MCHF;
- Darüber hinaus müssten die Kunden > 1 GWh/Jahr bei einer Marktöffnung mit Smart Metern ausgestattet werden (siehe Empfehlung in Punkt 8 der Zusammenfassung), deren Direktkosten/-nutzen-Bilanz sich gemäss den Analyseergebnissen für Szenario C schätzungsweise auf 3 bis 6 MCHF belaufen.

Im Vergleich dazu zeigt die Analyse einer Einführung von Smart Metern bei sämtlichen Kunden, die in den freien Markt eintreten, eine Direktkosten/-nutzen-Bilanz von 28 MCHF auf, ohne Berücksichtigung der Einsparungen durch Nutzung der Synergien bei den VNB für Gas und Strom.

Zwei Drittel der Gasversorgungsunternehmen sind in ihrem Versorgungsgebiet auch für das Stromnetz verantwortlich und müssen vor 2027 bei 80% ihrer Stromkunden Smart Meter einführen (StromVV Art. 31e): Diese Versorger müssen ihre IT-Systeme weitgehend anpassen, um die Strommessgeräte zu verwalten. Diese Anpassungen könnten auch für die Smart-Meter-Systeme im Gasbereich genutzt werden: Durch die Nutzung dieser Synergien bei den Querverbands-Anbietern könnten die Kosten für das Roll-Out der Smart Meter für Gas beträchtlich gesenkt werden und deren Direktkosten/-nutzen-Bilanz würde sich demzufolge auf schätzungsweise 17 MCHF belaufen.

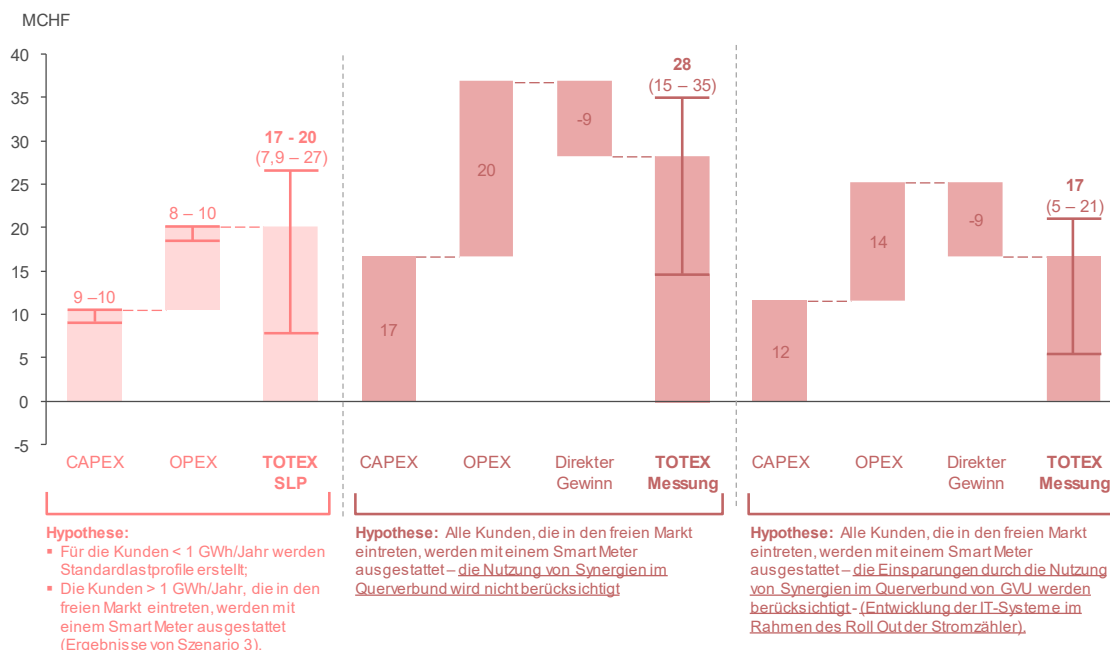


Abbildung 9: Vergleich der der Direktkosten und des Direktnutzens der Allokationsmethoden in Szenario A<sup>22</sup>

Die Einführung von Smart Metern bei allen Kunden, die in den Markt eintreten, weist folglich eine vergleichbare bzw. leicht interessantere Direktkosten/-nutzen-Bilanz auf, als die Implementierung von SLP für die Kunden < 1 GWh/Jahr.

Die direkten Vorteile der Smart Meter in Szenario C (namentlich: Innovation bezüglich Tarifen, Reduktion/flexible Gestaltung des Verbrauchs, einfache Implementierung für die Versorger), stützen die Abwägungen zugunsten einer Einführung bei allen Kunden, die in den Markt eintreten. Die Zahl der zu installierenden Zähler (einige Dutzend pro Jahr und pro Gasversorgungsunternehmen bzw. weniger) sollte kein Hindernis für eine rasche Öffnung des Marktes darstellen.

<sup>22</sup> Zum Vergleich: Die erforderliche Investitionen (exkl. Betriebskosten und direktem Nutzen) für die Einführung von Smart Metern bei den gewerblichen Verbrauchern wurde in der Studie [1] auf 16 MCHF [1] geschätzt – gegenüber 12 bis 17 MCHF in der vorliegenden Analyse.

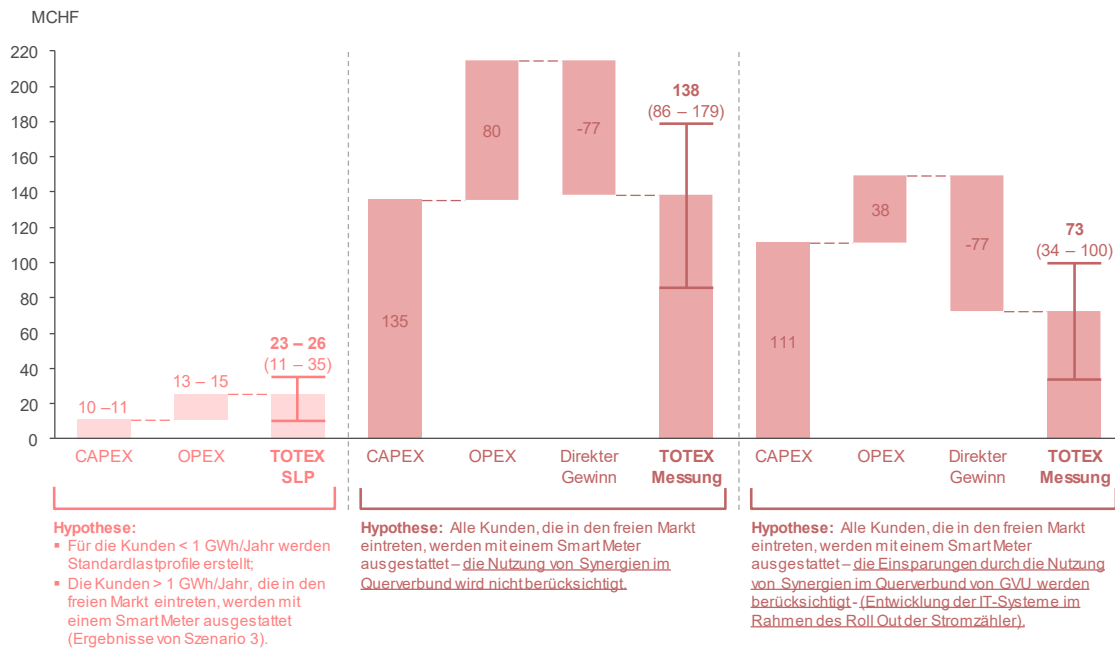
# 10

**In Szenario B (Öffnung für alle Kunden) ist die Direktkosten/-nutzen-Bilanz der Anwendung von Standardlastprofilen für Kunden <1 GWh/Jahr (26 MCHF, davon 11 MCHF CAPEX) deutlich vorteilhafter als die Bilanz einer flächendeckenden Einführung von Smart Metern (138 MCHF, davon 135 MCHF CAPEX). Fällt der Entscheid nicht zugunsten eines flächendeckenden Smart-Meter-Roll-Outs (was 5 bis 10 Jahre dauern würde) aus, bleibt die Anwendung von Standardlastprofilen die einzige Lösung für eine vollständige Öffnung des Marktes. Die Einführung von SLP würde 2 - 3 Jahre oder weniger dauern.**

Szenario B einer vollständigen Öffnung des Endkundenmarkts für alle Verbraucher impliziert zehn Mal mehr (bzw. hundert Mal mehr) Kunden als Szenario A (bzw. C). Die mehrheitlich fixen Kosten der Erstellung von Standardlastprofilen für Kunden < 1 GWh/Jahr sind demnach mit schätzungsweise insgesamt 23 bis 26 MCHF vollumfänglich gerechtfertigt:

- Die Gesamtkosten der Erstellung von Standardlastprofilen für Kunden < 1 GWh/Jahr werden auf rund 20 MCHF geschätzt, wobei die Kosten für den Aufbau des statistischen Modells (35%) und die Installation von IT-Management-Tools bei den VNB (35%) nicht von der Zahl der SPL-Kunden abhängig sind. Beim gewählten SLP-Verfahren sollte die Komplexität an einem Ort behandelt werden (entweder auf nationaler Ebene für die statistischen Methoden oder durch VNB-Konsortien für die zur Umsetzung notwendigen Instrumente) und eine einfache dezentrale Anwendung durch jeden VNB fördern, um die Kosten unter Kontrolle zu halten;
- Die Marktöffnung würde zudem bei den Kunden > 1 GWh/Jahr die Einführung von Smart Metern erfordern (siehe Empfehlung in Punkt 8 der Zusammenfassung), deren Direktkosten/-nutzen-Bilanz gemäss den Analyseergebnissen für Szenario C auf 3 bis 6 MCHF geschätzt wird.

Diese Kosten sind um ein Vielfaches tiefer als die Kosten eines grossflächigen Roll-Outs von über 400'000 Smart Metern bei allen Gaskunden: Dessen Direktkosten/-nutzen-Bilanz wird auf 138 MCHF bzw. auf 73 MCHF geschätzt, unter Berücksichtigung der Einsparungen bei den Querverbundunternehmen (GVU).



**Abbildung 10: Vergleich der der Direktkosten und des Direktnutzens der Allokationsmethoden in Szenario B**

Im Vergleich zu einer vermutlich 5 bis 10 Jahre dauernden flächendeckenden Einführung von Smart Metern würde die Implementierung eines SLP-Modells eine raschere Öffnung des Marktes innerhalb von 2 bis 3 Jahren ermöglichen (wobei diese Frist hauptsächlich auf die Erhebung der Verbrauchsdaten mittels statistischer Stichproben und der Anpassung der IT-Systeme bei den Versorgern zurückzuführen ist)<sup>23</sup>. Dabei ist zu beachten, dass die Verordnung zum GasVG wohl frühestens einige Monate nach dem Inkrafttreten des Gesetzes in Kraft treten wird.

11

**Mögliche dank Smart Metern erreichte Energieeinsparungen hätten einen entscheidenden Einfluss auf die Bewertung (eine Senkung des Verbrauchs um 1% würde über die Lebensdauer der Zähler hinweg einen Wert von ~CHF 100 Mio. generieren). Dies bleibt aber sehr ungewiss und müsste, um eine flächendeckende Einführung zu rechtfertigen, nachgewiesen werden können. Dies gilt unabhängig vom Szenario der Marktöffnung.**

Die Pläne für eine flächendeckende Einführung von Smart Metern (Roll-Out) in Europa wurden nicht aufgrund der Herausforderungen im Zusammenhang mit einer verbesserten Allokation im

<sup>23</sup> Sollte sich die Branche zumindest vorübergehend dafür entscheiden, sich auf bereits bestehende im Ausland entwickelte Profile zu stützen, könnte die Umsetzungsfrist auf weniger als zwei Jahre verkürzt werden. Dieser Zeitrahmen würde vor allem dazu gebraucht, die notwendige Anpassung der IT-Systeme bei den Versorgern vorzunehmen - eine Anpassung wird in jedem Fall notwendig sein, um die neuen Verfahren im Umfeld eines offenen Marktes zu bewirtschaften.

Bilanzsystem in die Wege geleitet, sondern mit dem erklärten Ziel einer verbesserten Energieeffizienz durch Energieeinsparungen von 0% bis 7% des Verbrauchs. In der Schweiz würde eine Reduktion des nationalen Gasverbrauchs um 1% einen Wert von rund 100 MCHF generieren. Dieses Potenzial für Energieeinsparungen ist noch nicht durch Erfahrungswerte belegt und bleibt sehr ungewiss. Ein flächendeckendes Smart-Meter-Roll-Out mit dem Ziel einer gesteigerten Energieeffizienz sollte sich auf einen vorgängigen Nachweis dieses Potenzials stützen können.

### Zusammenfassung der strategischen Empfehlungen:

- Für sämtliche Marktöffnungs-Szenarien wird empfohlen, die industriellen Verbraucher (> 1 GWh/Jahr), die in den freien Markt eintreten, mit Smart Metern auszurüsten (die Kosten werden vom Versorger übernommen und über die Netzentgelte kompensiert; ausser im Fall einer Liberalisierung des Gasmesswesens);
- Bei einer teilweisen Öffnung des Marktes für Kunden, die mehr als 100 MWh/Jahr verbrauchen (Szenario A), wird die Nutzung von Smart Metern empfohlen, insbesondere auch aufgrund des Umstandes, dass gemäss StromVV ohnehin Smart Meter eingesetzt werden, wodurch die Querverbands-Unternehmen die dadurch entstehenden Synergien nutzen können;
- Im Falle einer vollständigen Öffnung des Marktes (Szenario B) erlaubt die Anwendung von Standardlastprofilen für sämtliche Kunden mit einem tieferen Verbrauch als 1 GWh/Jahr eine kostengünstige Marktöffnung (~26 MCHF). Fällt der Entscheid nicht zugunsten einer flächendeckenden Einführung von Smart Metern aus (was 5 bis 10 Jahre dauern würde), so bleibt die Anwendung von Standardlastprofilen die einzige Lösung für eine vollständige Öffnung des Marktes innerhalb einer Frist von 2 – 3 Jahren bzw. sogar weniger.

# 12

Segment	Kunden < 100 MWh/Jahr			Kunden 100 MWh/Jahr – 1 GWh/Jahr		Kunden 1 GWh/Jahr
	R1 Haushalte	R2 Haushalte	P1 Gewerbe	R3 Haushalte	P2 Gewerbe	P3 Gewerbe
<b>Nutzung des Gases</b>	Kochen	Heizen	Heizen	Heizen	Gemischt	Prozesse
<b>Verbrauch pro Kunde (MWh/an)</b>	(< 100)	< 100	< 100	> 100	100 – 1'000	> 1'000
<b>Anzahl Kunden</b>	79'134 19%	266'975 64%	37'000 9%	26'546 6%	6'267 1%	4'078 1%
<b>Gesamtverbrauch (GWh)</b>	436 1%	9'143 24%	1'245 3%	4'157 11%	4'543 12%	19'176 50%
<b>Szenario A</b> Öffnung des Marktes für Kunden > 100 MWh/Jahr				<b>Smart-Metering-Systeme</b> (Tägliche Messung <sup>24</sup> , ohne Mengenumwertung) <i>Kosten für die Installation der Zähler vom Versorger im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb übernommen, ausser im Falle einer Liberalisierung des Gasmesswesens.</i>		<b>Smart-Metering-Systeme</b> (Tägliche Messung <sup>25</sup> mit Mengenumwertung – kein Chromatograph notwendig <sup>26</sup> ) <i>Kosten für die Installation der Zähler vom Versorger im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb übernommen, ausser im Falle einer Liberalisierung des Gasmesswesens.</i>
<b>Szenario B</b> Vollständige Öffnung des Marktes	<b>Anwendung von Standardlastprofilen</b> <i>~10 von der Branche entwickelte synthetische Standardverbrauchsprofile, die jedem Kunden von seinem Verteilnetzbetreiber zugeteilt werden</i>					
<b>Szenario C</b> Öffnung des Marktes für Kunden > 1 GWh/Jahr						

Tabelle 4: Zusammenfassung der strategischen Empfehlungen

<sup>24</sup> Alternativ ist eine Standard-Messung pro Stunde möglich, ohne dass sich die Schlussfolgerungen der Studie ändern würden.

<sup>25</sup> Idem

<sup>26</sup> Mit Ausnahme der ganz grossen an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kunden, die in der Regel bereits damit ausgestattet sind.

## Sommaire

<b>Résumé exécutif</b>	<b>3</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>17</b>
<b>1 Contexte, objectifs et méthodologie</b>	<b>36</b>
1.1 Fondamentaux de la chaîne de valeur suisse du gaz	36
1.2 Caractérisation du marché du gaz en Suisse	38
1.3 Objectifs	39
1.4 Méthodologie	40
<b>2 Application des profils de charge standards et des compteurs intelligents en Europe (Allemagne, France, Italie)</b>	<b>42</b>
2.1 Synthèse des enseignements	42
2.2 Fondamentaux de l'équilibrage en Europe	43
2.3 Allemagne	44
2.3.1 Résumé	44
2.3.2 Aperçu synthétique du système d'équilibrage en Allemagne	45
2.3.3 Caractérisation du système gazier en Allemagne	46
2.3.4 Fondamentaux du système d'équilibrage en Allemagne	47
2.3.5 Procédure d'équilibrage en Allemagne	49
2.3.6 Recours au profilage (« Standardlastprofilen ») en Allemagne	55
2.4 France	60
2.4.1 Résumé	60
2.4.2 Aperçu synthétique du système d'équilibrage en France	62
2.4.3 Caractérisation du système gazier en France	63
2.4.4 Fondamentaux du système d'équilibrage en France	64
2.4.5 Procédure d'équilibrage en France	68
2.4.6 Recours au profilage (« profils types de consommation ») en France	71
2.4.7 Déploiement de compteurs communicants (« Gazpar ») en France	80
2.5 Italie	85



2.5.1	Résumé	85
2.5.2	Aperçu synthétique du système d'équilibrage en Italie	87
2.5.3	Caractérisation du système gazier en Italie	88
2.5.4	Fondamentaux du système d'équilibrage en Italie	89
2.5.5	Procédure d'équilibrage en Italie	91
2.5.6	Recours au profilage (« profili di prelievo standard »)	95
2.5.7	Déploiement de compteurs communicants en Italie	98
	<b>3 Méthodologie d'analyse du potentiel des profils de charge standards et des compteurs intelligents en Suisse</b>	<b>103</b>
	<b>3.1 Scénarios d'ouverture du marché</b>	<b>103</b>
	<b>3.2 Modèles envisagés de profilage et de comptage intelligent</b>	<b>103</b>
3.2.1	Contraintes de compatibilité européenne	103
3.2.2	Différences entre allocation par profilage et par comptage	104
3.2.3	Modèle envisagé de profilage en Suisse	105
3.2.4	Modèle envisagé de comptage intelligent en Suisse	108
	<b>3.3 Segmentation du marché de détail</b>	<b>111</b>
	<b>3.4 Grille d'analyse multicritères</b>	<b>115</b>
3.4.1	Analyse des coûts et bénéfices directs (critère 1)	115
3.4.2	Analyse des avantages et inconvénients de chaque méthode (critères 2 à 8)	115
	<b>4 Coûts et bénéfices directs</b>	<b>117</b>
	<b>4.1 Périmètre de l'analyse</b>	<b>117</b>
	<b>4.2 Comparaison des coûts et bénéfices directs de chaque méthode</b>	<b>118</b>
	<b>4.3 Coûts et bénéfices directs du profilage</b>	<b>121</b>
4.3.1	Synthèse	121
4.3.2	Détail de l'analyse des coûts	125
	<b>4.4 Coûts et bénéfices directs du comptage (hors économies liées à l'équilibrage)</b>	<b>131</b>
4.4.1	Synthèse	131
4.4.2	Coûts et bénéfices directs du comptage dans le scénario B (ouverture complète du marché)	133

4.4.3 Coûts et bénéfices directs du comptage dans le scénario A (ouverture partielle du marché aux > 100 MWh/an)	143
4.4.4 Coûts et bénéfices directs du comptage dans le scénario C (ouverture partielle du marché aux > 1 GWh/an)	146
<b>4.5 Potentiel d'économies lié à l'équilibrage</b>	<b>149</b>
<b>5 Avantages et inconvénients indirects</b>	<b>154</b>
<b>5.1 Synthèse</b>	<b>154</b>
<b>5.2 Critère 2 : Contribution à l'exploitation des flexibilités</b>	<b>155</b>
<b>5.3 Critère 3 : Contribution au développement de la concurrence sur le marché de détail</b>	<b>155</b>
5.3.1 Facilité d'accès au marché pour un fournisseur tiers	155
5.3.2 Facilité de changement de fournisseur pour le client	156
5.3.3 Potentiel de différenciation entre les fournisseurs	156
<b>5.4 Critère 4 : Contribution à l'amélioration de l'expérience client</b>	<b>157</b>
5.4.1 Minimisation des rattrapages de facturation	157
5.4.2 Traitement des demandes clients	157
5.4.3 Innovation tarifaire	157
<b>5.5 Critère 5 : Contribution à l'amélioration de l'efficacité énergétique</b>	<b>158</b>
<b>5.6 Critère 6 : Compatibilité aux nouveaux usages du gaz</b>	<b>159</b>
5.6.1 Production décentralisée de gaz sur le réseau de distribution	159
5.6.2 Convergence des usages multifluides (gaz, électricité, eau)	159
<b>5.7 Critère 7 : Contrôle de l'efficacité des GRD</b>	<b>160</b>
5.7.1 Contribution du profilage	160
5.7.2 Contribution du comptage	160
<b>5.8 Critère 8 : Complexité de mise en œuvre</b>	<b>161</b>
5.8.1 Délai de mise en œuvre	161
5.8.2 Besoin de mutualisation	162
5.8.3 Risque technique et technologique	162
5.8.4 Risque de divergence financière	162
5.8.5 Risque de blocage sociétal	163

<b>6</b>	<b>Recommandations finales</b>	<b>164</b>
6.1	Recommandations finales dans le scénario A (référence)	164
6.2	Recommandations finales dans le scénario B	164
6.3	Recommandations finales dans le scénario C	165
<b>7</b>	<b>Annexes</b>	<b>166</b>
7.1	Excursus : analyse d'un déploiement spontané de compteurs communicants (scénario B)	166
7.2	Procédure de nomination selon le Network Code européen	168
7.3	Méthodologie pour la segmentation de la consommation en Suisse	169
7.4	Hypothèses de calcul des coûts et bénéfices directs	172
7.4.1	Hypothèses générales	172
7.4.2	Coûts du profilage	172
7.4.3	Coûts d'investissements pour le déploiement de compteurs intelligents	173
7.4.4	Coûts d'opération pour le déploiement de compteurs intelligents	173
7.5	Glossaire multilingue	174
7.6	Liste des entretiens réalisés (confidentiel)	Fehler! Textmarke nicht definiert.
<b>8</b>	<b>Bibliographie</b>	<b>176</b>

# 1 Contexte, objectifs et méthodologie

## 1.1 Fondamentaux de la chaîne de valeur suisse du gaz

En 2017, la Suisse affichait une consommation de gaz naturel de 38,7 TWh<sup>27</sup>, essentiellement importé (la production indigène se limite à quelques installations de production de biogaz qui ont injecté 0,3 TWh en 2017). La consommation finale en Suisse est allouée pour 38% aux ménages, 32% à l'industrie, 21% aux services, 6% à la production d'électricité et de chaleur à distance et à 1% au secteur des transports<sup>28</sup> [5].

A la différence des membres de l'Union européenne, la Suisse n'a jusqu'à présent pas séparé juridiquement les gestionnaires d'exploitation de réseau et les fournisseurs. A l'exception de la conduite de gaz reliant l'Allemagne à l'Italie et de la société EGO<sup>29</sup>, le système gazier suisse s'articule autour de sociétés d'approvisionnement étant à la fois propriétaires du réseau et fournisseurs.

Le réseau de transport de gaz naturel suisse est détenu et opéré par cinq<sup>30</sup> entreprises régionales (Aziende Industriali di Lugano – AIL, Erdgas Ostschweiz – EGO, Erdgas Zentralschweiz – EGZ, Gaznat, Gasverbund Mittelland – GVM), le transit international (gazoduc à haute pression de Wallach à la frontière allemande jusqu'au col de Gries à la frontière italienne) étant opéré par FluxSwiss, Swissgas et Transitgas<sup>31</sup>.

---

<sup>27</sup> Energie exprimée à partir du PCS (facteur de conversion PCS = 1,1 PCI utilisé à partir des données de la statistique globale de l'énergie publiée par l'OFEN), en cumulant consommation finale et transformation pour la production d'électricité et le chauffage à distance.

<sup>28</sup> Différence statistique (intégrant notamment le secteur agricole) de 2% donné par l'OFEN.

<sup>29</sup> Erdgas Ostschweiz (EGO) a scindé ses activités régulées et marchandes en deux structures légales distinctes.

<sup>30</sup> Gaznat et GVM détiennent conjointement le réseau Unigaz ; EGO a acquis en 2016 le réseau Erdgasversorgung Bündner Rheintal (EBRAG) ; la société Metanord possède et exploite une conduite de transport dans le Nord tessinois.

<sup>31</sup> Transitgas est en charge de l'exploitation technique du gazoduc, Fluxswiss commercialise les capacités de transit, Swissgas dispose des capacités pour les flux intérieurs.

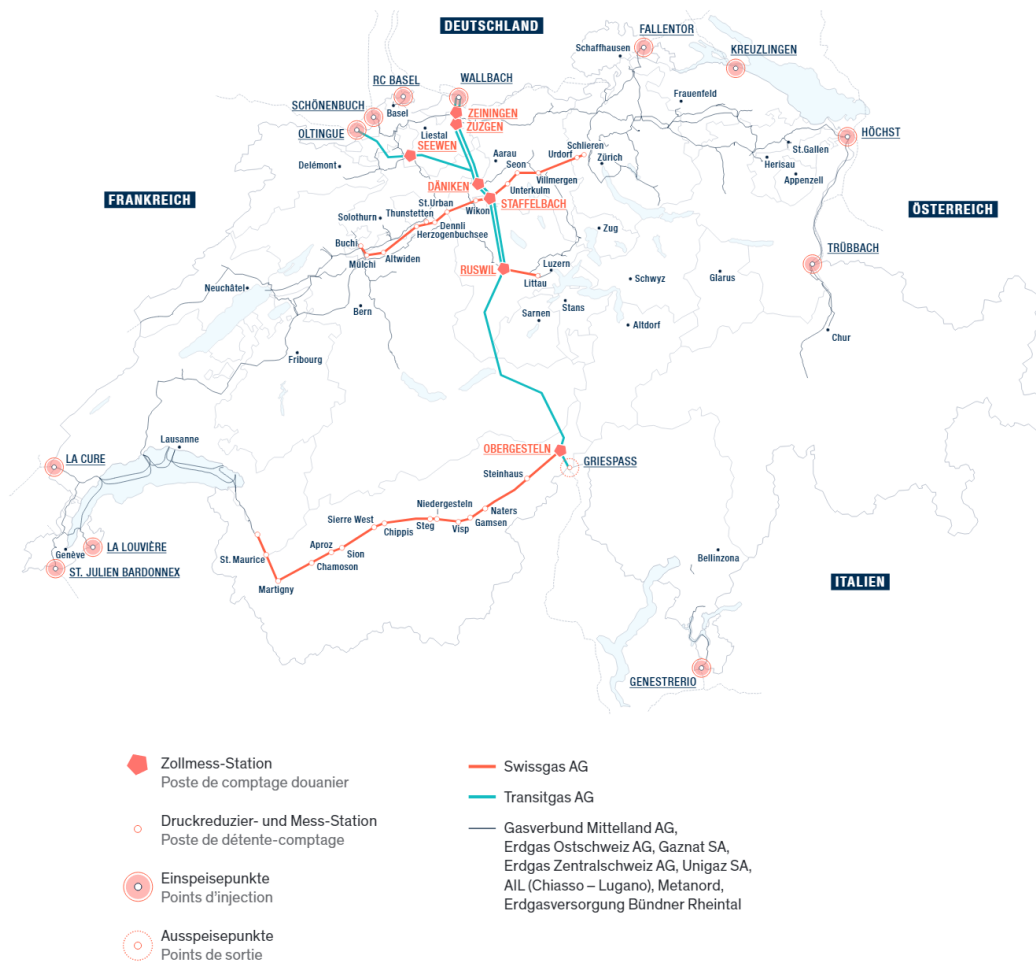


Figure 11 : Réseau suisse de transport de gaz naturel en 2015 [8]

Le réseau de distribution de gaz naturel en Suisse est détenu et exploité localement par plus d'une centaine d'entreprises d'approvisionnement en gaz (EAG)<sup>32</sup> qui fournissent par ailleurs les clients finals qui ne sont pas directement raccordés au réseau de transport. Parmi elles, seules Energie360°, les services industriels de Bâle (IWB) et les services industriels de Genève (SIG) acheminent plus de 3 TWh de gaz naturel par an chacune (soit pour chacune plus de 9% du total acheminé nationalement), la distribution étant réalisée à 20% par ~70 EAG locales distribuant moins de 500 GWh/an chacune [6].

<sup>32</sup> AIL est à la fois opérateur de transport et de distribution.

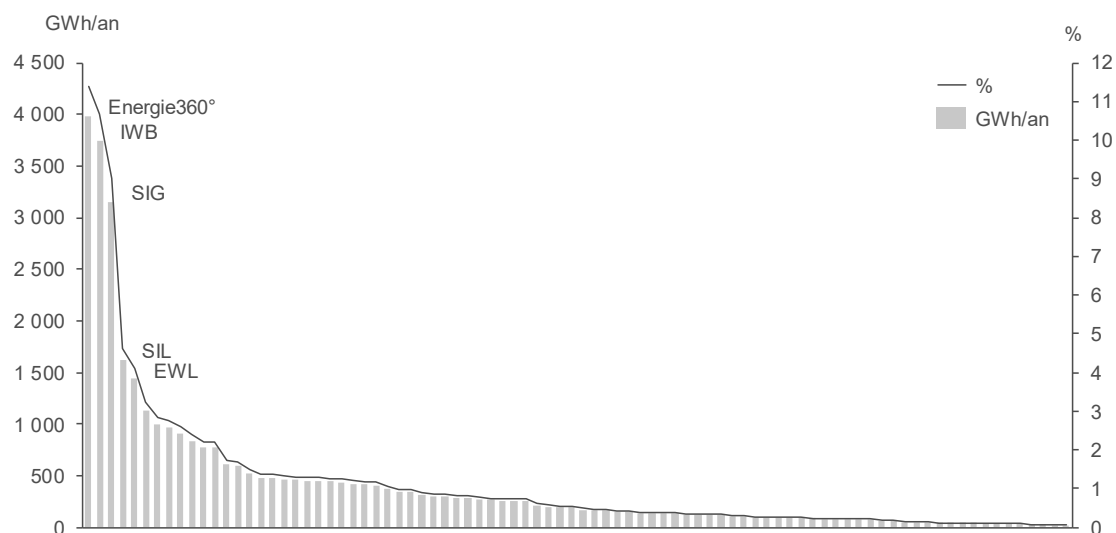


Figure 12 : Répartition du gaz naturel distribué parmi les 88 EAG membres de l'ASIG<sup>33</sup> (2016) [6]

## 1.2 Caractérisation du marché du gaz en Suisse

Depuis la conclusion d'une convention de branche en 2012, le marché du gaz en Suisse est ouvert à quelques très grands consommateurs industriels avec une capacité de soutirage supérieure à 150Nm<sup>3</sup>/h (~1,6 MWh/h, soit une consommation de l'ordre de 6 GWh/an<sup>34</sup>). Si l'éligibilité au marché libre concerne environ 400 consommateurs, seuls quelques-uns sont aujourd'hui approvisionnés par un fournisseur tiers [9]. Une réflexion sur l'évolution de la convention (modèle d'accès au réseau MACH2) a été engagée par l'industrie et de la branche gazière [10]. A ce stade liminaire, il n'y a pas encore de modalités arrêtées, ni de calendrier d'application.

La Confédération a confié à l'OFEN l'élaboration d'une loi-cadre sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz) équivalente à la LApEI dans le secteur électrique, respectant les principes de la convention de branche et compatible autant que possible avec les standards de l'Union européenne. La LApGaz, dont la mise en consultation est prévue pour la fin de 2019, devrait se substituer à la convention de droit privé actuelle et fixer les conditions d'accès au marché pour les consommateurs finaux. L'industrie et la branche gazière sont régulièrement consultées par l'OFEN pour l'élaboration de la LApGaz.

Aujourd'hui en Suisse, chaque entreprise d'approvisionnement détient un monopole sur sa zone de desserte et est donc fournisseur exclusif de tous les consommateurs raccordés à son réseau. Une ouverture du marché impliquerait que seules les activités de réseau constituent des monopoles locaux, l'activité de fourniture étant libéralisée pour tout ou partie des clients : plusieurs fournisseurs seront alors actifs sur une même zone de desserte. Dans le cadre d'une

<sup>33</sup> Les EAG membres de l'ASIG distribuent ~35 TWh annuellement, soit plus de 95% du gaz distribué en Suisse.

<sup>34</sup> Estimation pour une activité à régime nominal 4'000 heures par an

ouverture du marché, il serait par conséquent indispensable de mettre en place un système d'équilibrage permettant au gestionnaire de réseau d'allouer les quantités soutirées sur son réseau à chaque fournisseur.

Plusieurs études réalisées pour l'OFEN ont conclu qu'un équilibrage à pas journalier serait techniquement réalisable en Suisse<sup>35</sup> - ce résultat étant basé sur l'analyse des sources de flexibilité disponibles à court terme dans le système suisse d'alimentation en gaz et sur le besoin de flexibilité en journée pour équilibrer les fluctuations intrajournalières de la consommation et les inexactitudes des prévisions [2] [3]. L'allocation des quantités distribuées aux différents fournisseurs devrait par conséquent suivre une périodicité journalière<sup>36</sup>.

Pour autant, à l'exception des quelques très grands consommateurs clients approvisionnés par des fournisseurs tiers dans le cadre de la convention conclue entre l'industrie et la branche gazière (équipés en compteurs à télérelève journalière), les clients suisses voient leurs consommations relevées à pas mensuel, trimestriel, semestriel ou annuel. Un équilibrage journalier ne peut par conséquent pas s'appuyer, à l'heure actuelle, sur les seules données de consommation relevées.

Les systèmes d'équilibrage en Europe s'appuient usuellement sur le profilage de tout ou partie des consommateurs finaux : chaque consommateur se voit attribuer un profil standard de charge censé refléter sa consommation journalière à partir de ses données de consommation historique et de paramètres dynamiques (température, jour ouvré ou férié, etc.). Le profilage est en particulier retenu lorsque la consommation d'un utilisateur est relevée à un pas supérieur (exemple : mensuel ou semestriel) au pas d'équilibrage du réseau (usuellement journalier).

Alternativement, certaines catégories d'utilisateur affichant une consommation importante et/ou une fluctuation marquée de consommation sont équipées de compteurs relevés quotidiennement, dont les données sont directement utilisées pour l'allocation des quantités soutirées au réseau à chaque fournisseur. L'actuelle convention de droit privé conclue entre l'industrie et la branche gazière en Suisse impose l'installation de tels compteurs chez les très grands consommateurs industriels (plus de 150Nm<sup>3</sup>/h) souhaitant accéder au marché.

### 1.3 Objectifs

Dans le cadre de l'élaboration de la LApGaz, la question du choix du modèle d'équilibrage en cas d'ouverture du marché a émergé dans les discussions entre l'OFEN, l'industrie et la branche gazière. Face au modèle de profilage, jusqu'ici adopté par une large majorité de pays européens et envisagé par l'OFEN, des alternatives apparaissent, notamment métrologiques appuyées sur le recours généralisé à des compteurs communicants.

---

<sup>35</sup> Les études de DNV-GL identifient la nécessité éventuelle d'un recours marginal à un équilibrage horaire pour les très grands clients affichant des fluctuations de consommation importantes (exemple : centrales électriques).

<sup>36</sup> Alternativement, l'OFEN pourrait arbitrer en faveur d'un équilibrage horaire par défaut et retenir une allocation en *bande journalière* pour tous les clients dont un équilibrage à pas journalier serait suffisant.

Cette étude vise à évaluer le potentiel technico-économique de la mise en œuvre et de l'exploitation d'un modèle d'équilibrage appuyée sur le profilage pour la Suisse, comparée aux alternatives envisageables appuyées sur le comptage.

L'étude doit permettre d'aboutir à une vision objectivée de la pertinence du modèle de profilage pour l'équilibrage du système gazier suisse selon les segments de consommation considérés et le scénario d'ouverture du marché retenu.

### Lexique utilisé dans la suite du rapport

Nous distinguons les compteurs par technologie de communication :

- **Compteur communicant** : outil de mesure du volume de gaz consommé (en m<sup>3</sup>) équipé d'un module de télétransmission de la mesure sans intervention physique d'un opérateur. Les compteurs communicants transmettent généralement les données de mesure toutes les heures ou tous les jours.
- **Compteur intelligent** : outil de mesure du volume de gaz consommé (en m<sup>3</sup>) équipé d'un module de communication bilatérale avec une centrale de commande chez le GRD. Le module de communication bilatérale permet une télétransmission de la mesure et la réception de commandes envoyées à distance par le GRD (exemple : arrêt de l'approvisionnement) sans intervention physique d'un opérateur.

Les compteurs sont par ailleurs usuellement différenciés selon la finesse de leur pas de mesure :

- **Compteur à index** : A chaque relève, le compteur ne retourne qu'une information unique de consommation cumulée (en m<sup>3</sup>) depuis la dernière relève. Le pas de relève équivaut alors au pas de mesure.
- **Compteur à courbe de charge** : Le compteur mesure à pas régulier – horaire ou journalier<sup>37</sup> – la consommation cumulée (en m<sup>3</sup>) depuis la dernière mesure. A chaque relève, le compteur retourne les données de volume consommé entre chaque mesure (information horaire ou journalière) – le pas de mesure peut être plus fin que le pas de relève.

## 1.4 Méthodologie

L'évaluation du potentiel technico-économique des solutions de profilage, respectivement de comptage, pour l'équilibrage du système gazier en Suisse s'appuie dans un premier temps sur une revue des modèles retenus en Allemagne, en Italie et en France :

---

<sup>37</sup> Dans le secteur électrique, certains compteurs à courbe de charge effectuent des mesures à pas inférieur (15 minutes ou moins).



- L'Allemagne, qui présente une structure gazière décentralisée similaire à celle de la Suisse, a retenu une solution de profilage tous les petits clients et une solution de comptage pour les grands clients industriels (consommation annuelle de 1,5 GWh/an) ;
- La France a engagé un déploiement généralisé de compteurs communicants (compteurs Gazpar) dans un objectif d'efficacité énergétique. Une disparition de la méthode de profilage – actuellement appliquée à tous les clients consommant moins de 5 GWh/an – par le comptage n'est cependant pas à l'étude ;
- L'Italie est en train de déployer des compteurs communicants chez 50% de ses clients. Pour les clients équipés de compteurs communicants, le profilage pour l'allocation journalière des consommations est remplacé par les données mesurées.

La revue des cas allemand, italien et français est conduite à partir des documents de référence (loi, prescriptions du régulateur, directives de branche, etc.) et de la conduite d'entretiens avec les acteurs clés du système d'équilibrage (voir la liste des entretiens réalisés en annexe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

La revue européenne permet de concevoir des méthodes envisageables d'allocation pour la Suisse, appuyées sur une solution de profilage ou sur une solution de comptage communicant.

Pour chaque segment de consommateur (préalablement défini sur des critères de volume consommé et de type d'usage), l'évaluation du potentiel technico-économique de chaque solution est conduite au travers d'une analyse sur huit critères – ces analyses multicritères sont conduites selon trois scénarios d'ouverture du marché :

- Scénario A (de référence) : ouverture partielle du marché aux consommateurs de plus de 100 MWh/an ;
- Scénario B : ouverture complète du marché ;
- Scénario C : ouverture partielle du marché aux consommateurs de plus de 1 GWh/an.

Dans chaque scénario, le premier critère d'analyse sur chaque segment de consommateurs permet d'évaluer le bilan des coûts et bénéfices directs d'une solution de profilage, comparée à une alternative métrologique, et d'en déduire une recommandation. Cette analyse est réalisée pour différents scénarios exogènes de déploiement des compteurs communicants (exemple : volonté de transition vers un modèle smart city par les GRD, déploiement en synergies avec des compteurs électricité) qui pourraient impacter les résultats de bilan coûts / bénéfices directs du profilage et du comptage.

Le premier critère est l'étude quantifiée des coûts et bénéfices directs des deux alternatives pour l'équilibrage du système. L'analyse multicritère couvre de manière qualitative leur potentiel sur sept critères complémentaires : contribution à l'exploitation des flexibilités, contribution au développement de la concurrence sur la fourniture, contribution à l'amélioration de l'expérience client, contribution à l'amélioration de l'efficacité énergétique, compatibilité aux nouveaux usages du gaz, contrôle de l'efficacité des GRD, complexité de mise en œuvre.

Il est à noter que les modèles proposés pour la Suisse seront dans leur construction compatible avec le Balancing Network Code européen [4]. Ce critère n'est donc pas retenu pour l'analyse.

## 2 Application des profils de charge standards et des compteurs intelligents en Europe (Allemagne, France, Italie)

### 2.1 Synthèse des enseignements

La revue des modèles d'équilibrage retenus en Allemagne, en France et en Italie permet de tirer plusieurs grands enseignements pour la Suisse :

- Les pays étudiés – principaux voisins gaziers de la Suisse, présentent tous des marchés ouverts et intègrent tous des gestionnaires de réseau de distribution de taille comparable aux acteurs suisses (10'000 à 100'000 clients) ;
- Les trois pays étudiés appuient largement leur système d'équilibrage sur l'utilisation de profils de charge standards, y compris la France et l'Italie qui sont en cours de déploiement de compteurs communicants. Les profils sont en particulier utilisés pour l'allocation des consommations des petits consommateurs (jusqu'à à ~0,6 GWh/an<sup>38</sup> en Italie, jusqu'à à ~1,5 GWh/an en Allemagne, jusqu'à à ~5 GWh/an en France), et ce par tous les GRD indépendamment de leur taille. Au sein des trois pays étudiés, le modèle de profilage est développé au niveau national, soit par le régulateur (Italie) soit sous mandat de la branche (Allemagne, France). Les profils sont par ailleurs mis à la disposition des fournisseurs comme outil de prévision pour la nomination de leurs injections et soutirages.
- Les profils de charge standard affichent une précision de l'ordre de 85 à 90%, variable selon les conditions de température. Si toutes les géographies étudiées conduisent des projets d'amélioration continue de leur modèle de profilage (voire, dans le cas allemand, mettent en place des systèmes d'incitation financière à l'amélioration des allocations par les GRD), la priorité est toujours donnée au maintien de modèles et de procédures simples pour les GRD et les fournisseurs – quitte à dégrader la performance des modèles de profilage.
- Le coût de développement d'un modèle de profilage, porté nationalement par la branche ou le régulateur, est estimé à quelques millions de Francs – indépendamment du nombre de clients à profiler (la complexité de mise en œuvre dépendant plutôt du nombre de profils de consommation différents considérés). Au niveau du GRD, le recours au profilage requiert un outil informatique réalisant l'attribution des profils à chaque client et calculant les allocations journalières. Ces outils informatiques s'intègrent marginalement aux outils d'Energy Data Management – ou de solutions plus simples (Excel dans certains cas) pour les plus petits GRD, déjà en place ou à déployer dans tous les cas pour gérer l'ouverture du marché. La charge de personnel se concentre essentiellement

---

<sup>38</sup> Estimation pour une activité à régime nominal 4'000 heures par an

sur le contrôle des allocations réalisées et de l'attribution des profils, et reste un poste de coût marginal selon les GRD interrogés.

- Dans les deux cas étudiés qui intègrent un déploiement de compteurs communicants (Italie et France) – pour un budget de l'ordre du milliard de francs pour une dizaine de millions de clients (budget partiellement proportionnel au nombre de clients), le déploiement n'est pas justifié par l'amélioration de l'allocation ou du système global d'équilibrage, mais essentiellement par des ambitions d'efficacité énergétique et d'optimisation de l'exploitation du réseau (réduction des coûts de relève).
- Dans le cas français, une substitution des compteurs communicants aux modèle de profilage n'est jusqu'à présent pas envisagé. Les données des compteurs communicants devraient cependant être mises à contribution pour l'amélioration du système de profilage et l'amélioration de l'efficacité générale du système d'allocation (notamment réduction des délais de compensation des écarts) grâce à l'augmentation de la fréquence de relève.

## 2.2 Fondamentaux de l'équilibrage en Europe

Tous les systèmes d'équilibrage étudiés s'appuient globalement sur une procédure similaire en quatre temps, notamment cadrée par le Network Code européen [4] :

- La nomination, la veille du jour de livraison, durant laquelle les fournisseurs sont appelés à annoncer leurs prévisions d'injections et de soutirage pour le jour de livraison. La nomination est suivie de procédures de renominations itérées avec le responsable de zone marché selon les dernières informations communiquées et les capacités du réseau ;
- L'allocation, après le jour de livraison<sup>39</sup>, durant laquelle les GRD remontent au responsable de zone marché les consommations observées ou estimées durant le jour de livraison, pour chaque fournisseur. Les profils standards de charge sont utilisés durant cette procédure pour estimer les consommations des clients dont le compteur ne délivre pas d'information de consommation à un pas suffisamment fin ;
- L'équilibrage, après le jour de livraison, durant lequel le responsable de zone marché détermine les déséquilibres (écarts entre quantités nominées et quantités allouées) cumulés de chaque fournisseur pour le jour de livraison et en déduit les frais d'équilibrage de chaque fournisseur ;
- L'ajustement<sup>40</sup>, après la relève des compteurs, durant lequel le GRD vient corriger les écarts éventuels entre les quantités allouées et les quantités effectivement consommées par un client.

---

<sup>39</sup> Sauf dans le cas allemand pour les clients profilés, pour qui l'allocation est réalisée la veille du jour de livraison et a valeur de nomination.

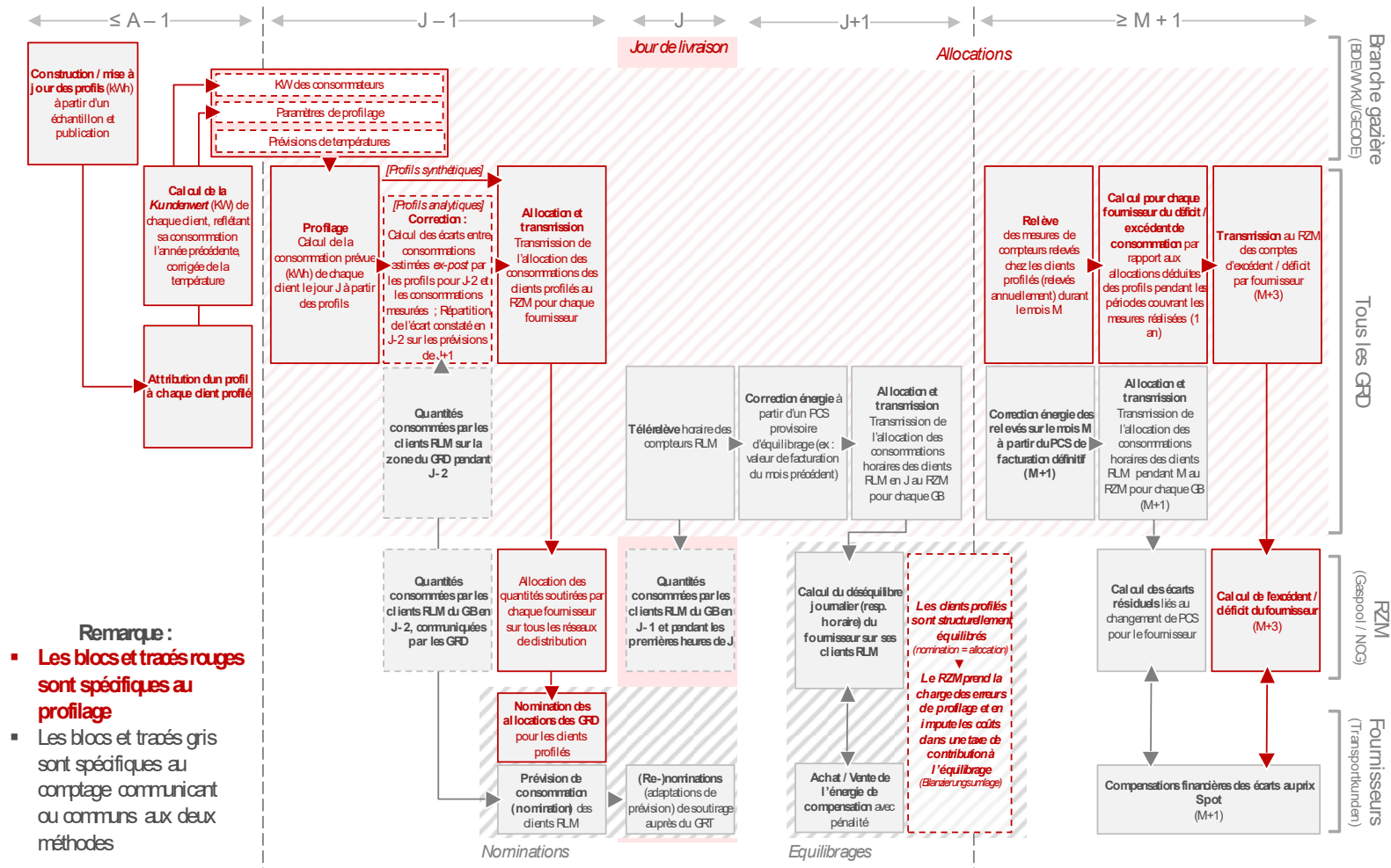
<sup>40</sup> L'étape d'ajustement est parfois confondue dans l'étape d'allocation

## 2.3 Allemagne

### 2.3.1 Résumé

- Le système gazier allemand s'organise autour de deux responsables d'équilibre qui sont les responsables de zone de marché (Gaspool et NCG) et plus de 700 GRD dont la majorité dessert moins de 10'000 clients chacun.
- La très grande majorité des ~15 millions de clients sont équilibrés quotidiennement sur la base de profils standards de charge (SLP), l'équipement de compteurs à mesure horaire télérelevés (RLM) étant réservé aux consommateurs avec consommation annuelle supérieure à 1,5 GWh.
- Le modèle d'équilibrage s'appuie sur la GASNZV ainsi que sur un accord de coopération et des directives rédigés par la branche (KoV, rédigée par les associations BDEW, VKU, GEODE). Pour autant, si un modèle de profilage est commandé par la branche auprès de centres de recherche (université de Munich, Forschungsstelle für Energiewirtschaft) et mis à disposition de tous les GRD, ceux-ci sont libres de retenir le modèle de profilage de leur choix. En particulier, la grande majorité d'entre eux continue d'appliquer les premières versions du modèle de profilage développé par l'université de Munich en 2002 et 2005, alors que plusieurs mises à jour ont été publiées depuis.
- Le modèle d'équilibrage recommandé par la branche s'appuie sur 14 profils, attribués à chaque consommateur profilé selon son volume annuel consommé, la sensibilité de sa consommation à la température et son type d'activité (résidentiel, commercial ou industriel). La consommation journalière de chaque client profilé est anticipée par son GRD la veille du jour de livraison, selon le profil qui lui est attribué, à partir de la température extérieure mesurée à la station météorologique qui lui est attribuée et du type de jour (ouvré ou férié). Dans le modèle de profilage synthétique (retenu par 80% des GRD), le calcul des consommations journalières ne tient pas compte de l'état dynamique du système, en particulier des écarts observés les jours précédents entre consommation estimée par les profils et consommation réelle.
- Les erreurs imputables aux profils standards de charge sont à la charge du responsable de zone marché : les frais de compensation des déséquilibres sont intégrés à une taxe forfaitaire d'équilibrage (SLP-Bilanzierungsumlage) payée sur chaque kWh consommé et différente pour les clients profilés (SLP) et les clients télérelevés (RLM).
- Dans le cadre du troisième paquet énergie de l'Union européenne, l'Allemagne a démontré la non-pertinence d'un déploiement généralisé de compteurs intelligents dans le secteur électrique. Aucun plan de déploiement n'a été présenté pour le secteur gazier depuis, bien que le BDEW déclare que certains distributeurs en Allemagne réfléchissent à déployer [11].

### 2.3.2 Aperçu synthétique du système d'équilibrage en Allemagne



### 2.3.3 Caractérisation du système gazier en Allemagne

L'Allemagne est le premier marché de gaz naturel d'Europe, avec une consommation annuelle de 941 TWh en 2016, dont 45% dans le secteur résidentiel et commercial, 40% dans le secteur industriel et 15% pour la production d'électricité et de chaleur à distance [12] [13].

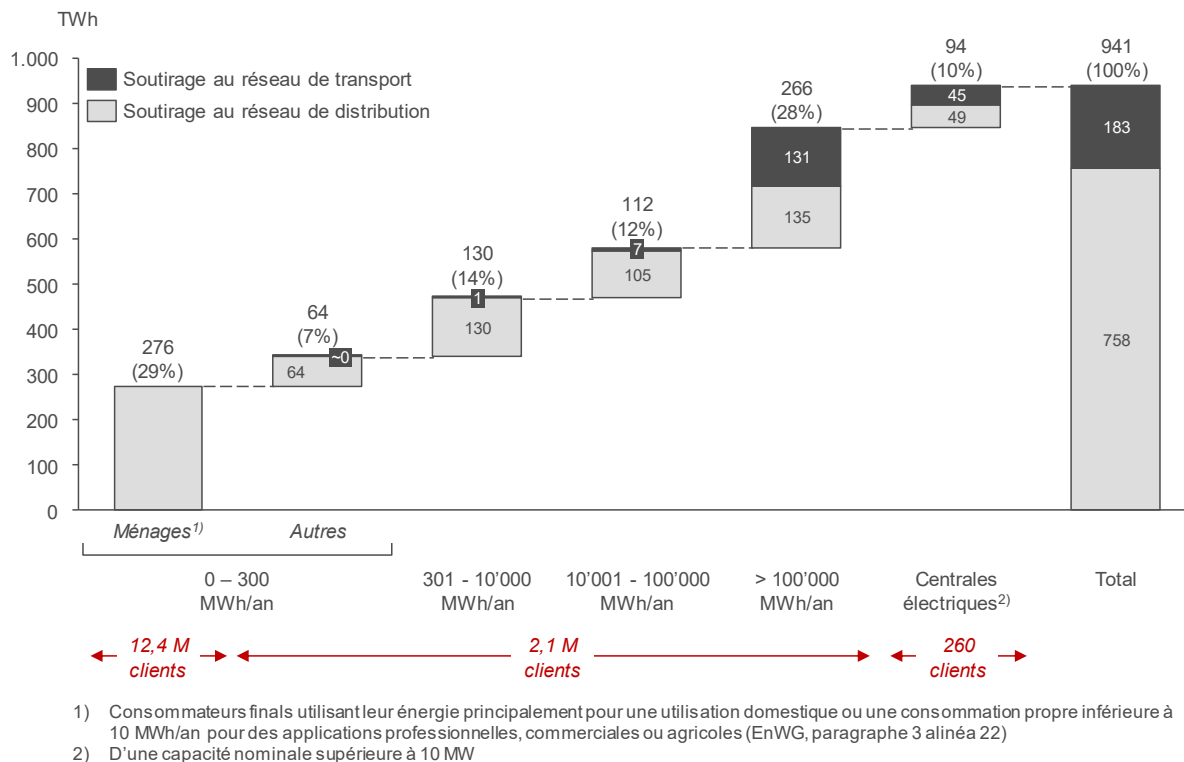


Figure 13 : Répartition de la consommation de gaz par catégorie d'utilisateur (Allemagne, 2016) [12]

Le réseau gazier allemand est opéré par 16 gestionnaires de réseau de transport (GRT) et 717 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) – dont 692 GRD desservant moins de 100'000 clients et ~440 desservent moins de 10'000 clients.

Depuis octobre 2011, le système gazier allemand s'organise autour de deux zones de marchés : GASPOOL est responsable de la zone de marché Nord / Est et NetConnect Germany (NCG) est responsable de la zone de marché Sud / Ouest [14].

En 2017, le marché de détail allemand accueille un millier de fournisseurs – dont les quatre plus grands fournisseurs détiennent ensemble un quart du marché<sup>41</sup>. En moyenne, un client (respectivement un ménage) peut choisir entre 105 fournisseurs (respectivement 90 fournisseurs) sur sa zone de desserte [12].

<sup>41</sup> 25% de part de marché parmi les clients en SLP et 28% de part de marché parmi les clients télérelevés

Les trois quarts des ménages étaient fournis en gaz par leur fournisseur historique (21,7% sous contrat par défaut, 52,7% sous contrat alternatif), le nombre de ménages sous contrat avec un fournisseur alternatif atteignant 25,6%. Parmi les consommateurs professionnels (hors ménages), 71% sont sous contrat avec un fournisseur alternatif et 29% sont sous contrat avec leur fournisseur historique [12].

Le taux de changement de fournisseur atteint 13,5% du volume consommé par les ménages (en hausse) 11,1% du volume consommé par les professionnels (constant) [12].

#### 2.3.4 Fondamentaux du système d'équilibrage en Allemagne

##### **Cadre réglementaire et lignes directrices**

Au niveau européen, le règlement (UE) N° 312/2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz cadre les lignes directrices du modèle d'équilibrage du système gazier en Allemagne.

Au niveau national, l'équilibrage du système est encadré par la loi sur la gestion rationnelle de l'énergie (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) et plus spécifiquement l'ordonnance sur l'accès au réseau de gaz (Gaznetzzugangsverordnung, GasNZV). Le BNetzA fixe les modalités d'équilibrage dans sa décision BK7-14-020 « GabiGas 2.0 », en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2015 et les modalités de transmission des données dans sa décision BK7-06-067 « Geli Gas ».

Conformément à l'article 20, alinéa 1b de l'ENWG et à l'article 8, alinéa 6 de la GasNZV, la branche gazière est appelée à conclure un accord de coopération sur l'accès au réseau de gaz (Kooperationsvereinbarung der Netzbetreiber zum Netzzugang Gas, KoV). La rédaction de cet accord est réalisée conjointement par les associations BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – association fédérale représentant l'industrie de l'énergie et de l'eau), VKU (Verband kommunaler Unternehmen – association des entreprises énergétiques communales) et GEODE (Groupement européen des entreprises et organismes de distribution d'énergie – association représentant les entreprises énergétiques indépendantes d'Europe). Suite à sa première version en 2006, la dixième version (KoV X) a été publiée en mars 2018 pour une entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> octobre 2018.

Dans le cadre des accords de coopération, la BDEW, la VKU et le GEODE co-construisent par ailleurs les documents directeurs pour l'opération du système gazier. Les documents directeurs de référence utilisés dans cette étude sont celui pour l'utilisation des SLP (« Leitfaden – Abwicklung von Standardlastprofilen Gas ») [15] et pour l'équilibrage du système (« Leitfaden – Marktprozesse, Bilanzkreismanagement Gas Teil 1 ») [16].

##### **Rôle des acteurs**

La Figure 14 donne un aperçu général des acteurs de l'équilibrage du système gazier en Allemagne :

- Le rôle de responsable zone de marché (Marktgebietsverantwortlicher), ci-après RZM, est assuré par les deux gestionnaires des points d'échange virtuels Gaspool et NCG, qui ont la charge de la collecte et de la retransmission des données entre les acteurs, ainsi que l'équilibrage du réseau ;

- Les gestionnaires de réseau (Netzbetreiber, assimilés dans cette étude aux gestionnaires de réseau de distribution), ci-après GRD, ont la charge de la relève des compteurs et de l'application de profils de charges aux clients profilés, ainsi que l'application quotidienne de ces profils ;
- Les utilisateurs du réseau de transport (Transportkunden), ci-après assimilés aux fournisseurs, se regroupent au sein de groupes bilans sous la responsabilité d'un responsable de groupe bilan (Bilanzkreisverantwortlicher), ci-après RGB, qui assure autant que possible l'équilibrage global de son groupe, entre entrées (injections, égales aux prévisions de soutirage) et sorties (soutirages réalisés).

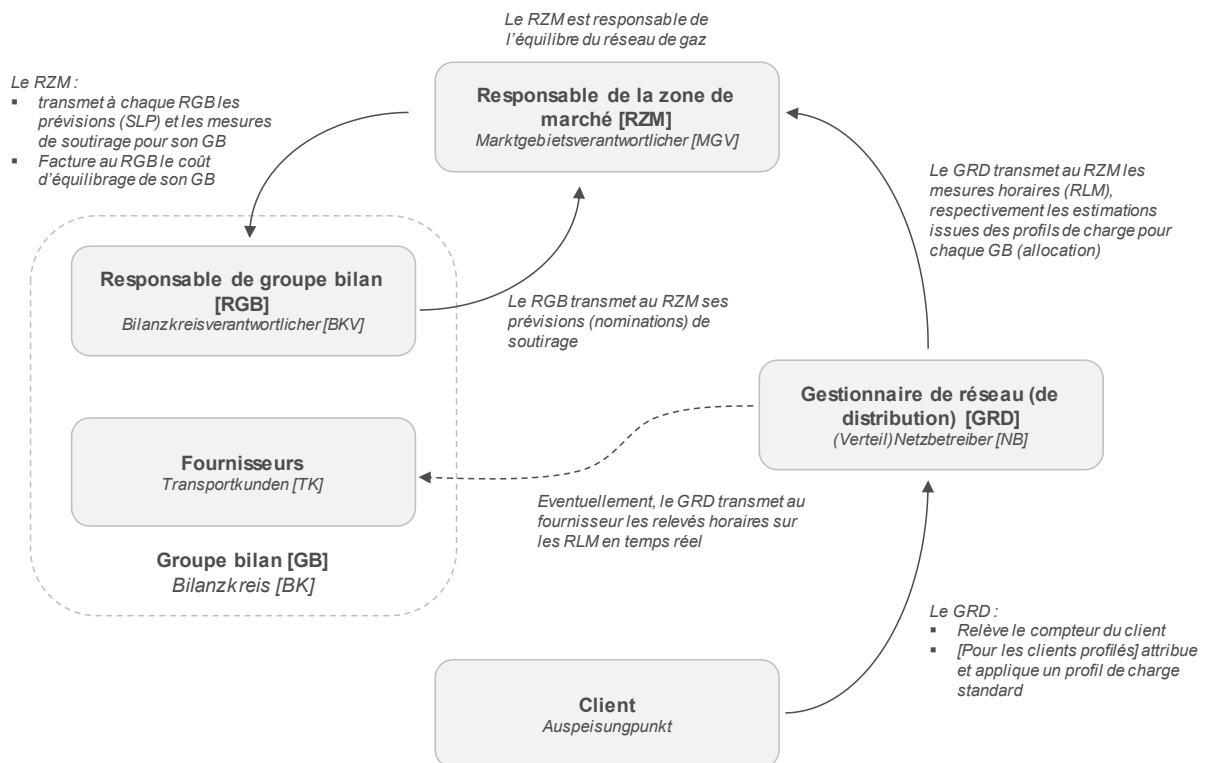


Figure 14 : Aperçu général des acteurs de l'équilibrage [16]

### Segmentation des consommateurs

Selon le type de consommateur et la politique de son GRD, le processus d'équilibrage s'appuie sur quatre solutions possibles, selon qu'ils soient profilés (SLP) ou télérelevés (RLM) [15] :

- **RLMoT** (Registrierende Leistungsmessung ohne Tagesband) – le consommateur est équipé d'un compteur à courbe de charge télérelevé à pas horaire, et est équilibré à pas horaire. Les consommateurs RLMoT affichent généralement une capacité de soutirage supérieure à 300 MWh/h (~28'000 Nm<sup>3</sup>/h) ;
- **RLMmT** (Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband) – le consommateur est équipé d'un compteur à courbe de charge télérelevé à pas horaire et est équilibré à pas journalier. Les consommateurs RLMmT affichent généralement une capacité de soutirage comprise entre 500 kWh/h (~45 Nm<sup>3</sup>/h) et 300 MWh/h (~28'000 Nm<sup>3</sup>/h) ;



- **SLPsyn** (synthetischen Standardlastprofilen) – le consommateur est équipé d'un compteur relevé annuellement et se voit attribuer un profil de charge standard. Il est équilibré à pas journalier à partir de l'allocation par profilage ;
- **SLPana** (analytischen Standardlastprofilen) – le consommateur est équipé d'un compteur relevé annuellement et se voit attribuer un profil de charge standard, dont les estimations de consommations sont corrigées des écarts observés la veille entre consommation estimée par profil et consommation réelle (bouclage). Il est équilibré à pas journalier à partir de l'allocation par profilage bouclée.

Le gaz est fourni pour 45% (371 TWh) à des consommateurs profilés et pour 55% (453 TWh) à des consommateurs télérelevés – les clients résidentiels et les petits consommateurs commerciaux se voient attribuer un profil de charge standard presque systématiquement (97,3% des GRD ont recours à des profils de charge pour les consommateurs résidentiels et les petits consommateurs) [12].

En 2016 pour les consommateurs profilés, les GRD ont eu recours pour 79,9% à des profils synthétiques (SLPsyn) et pour 14,5% à des profils analytiques (SLPana – contre 14,8% en 2015)<sup>42</sup> [12].

### 2.3.5 Procédure d'équilibrage en Allemagne

Le système d'équilibrage est présenté ci-après en trois parties principales :

- Nomination (Nominierung) : procédure durant laquelle le RGB annonce ses prévisions au RZM ;
- Allocation (Allokation) : procédure durant laquelle le GRD transmet au RZM les données de consommation mesurées (clients télérelevés) ou calculées (clients profilés), ces données étant transférées par le RZM à chaque RGB ;
- Equilibrage (Bilanzierung) : procédure durant laquelle le RZM réconcilie nomination et allocation, et répartit les frais d'équilibrage entre les RGB.

#### **Procédure de nomination (Nominierung)**

La procédure de nomination est largement déterminée par le Network Code européen [4], qui définit deux cycles (voir Annexe 7.2) :

- Le cycle de nomination (la veille J-1 du jour de livraison) : les utilisateurs du réseau ont l'obligation d'annoncer leurs flux de gaz pour le jour de livraison J avant 13h, puis les responsables d'équilibre ont l'obligation d'envoyer la confirmation des quantités nominées avant 15h ;
- Le cycle de renomination, dès 15h en J-1 et jusqu'à 3h le jour de livraison J : à chaque heure H, un cycle de renomination est engagé durant lequel chaque utilisateur du réseau

---

<sup>42</sup> D'autres modèles de profilage sont employés par 5,6% des gestionnaire de distribution – ces modèles ne sont pas considérés dans cette étude.

a la possibilité de modifier son programme à partir de H+2, le responsable de zone marché devant d'envoyer la confirmation des quantités renominées avant H+2.

L'agenda de la procédure de nomination n'est pas différencié selon le type de client (profilé ou télérelevé). La méthode de nomination varie pour autant largement entre les deux types de clients :

- La nomination des consommations des clients télérelevés est réalisée par le fournisseur à partir des informations qui lui sont communiquées par le RZM concernant les quantités mesurées en J-2 (pour le cycle de nomination), puis en J-1 et J (pour les cycles de renomination). Le risque d'écart entre nomination et consommations réelles est alors de la responsabilité directe du fournisseur ;
- La nomination des consommations des clients profilés sera, par convention, prise égale à l'allocation réalisée *ex-ante* par les GRD la veille du jour de livraison, et communiquée aux utilisateurs du réseau par le RZM. Par conséquent, le fournisseur peut reprendre telles quelles les quantités allouées pour sa nomination et sera assuré d'être équilibré. Les écarts entre consommations estimées par les profils et consommations réelles seront corrigés trois mois après la livraison (voir « procédure d'allocation » ci-après).

### **Procédure d'allocation (Allokation)**

La procédure d'allocation diffère largement selon le type de client considéré (client profilé ou client télérelevé).

#### *Clients profilés (SLP)*

L'allocation pour les clients profilés a lieu la veille du jour de livraison (J-1).

Dans le cas de profils de charge synthétiques, l'allocation est calculée exclusivement sur la base des paramètres utilisés dans le modèle de profilage. Les SLP de la TUM s'appuient en particulier sur une prévision de température géométrique (moyenne géométrique des jours précédents) et sur le type de jour (ouvré / férié). Dans le cas de profils de charge analytiques, l'allocation prend aussi en compte la courbe de charge résiduelle déterminée l'avant-veille du jour de livraison (J-2).

L'échange de données entre le GRD, le RZM et le RGB suit la procédure suivante :

- Chaque veille de livraison (J-1) avant midi, chaque GRD communique au RZM la prévision de consommation pour le jour de livraison J allouée à chaque GB ;
- Chaque veille de livraison (J-1) avant 13h, le RZM communique à chaque RGB la prévision de sa consommation faite par les GRD pour le jour de livraison J, réparti selon un profil plat sur toutes les heures de J.

Si le RGB reprend les données d'allocation pour la nomination horaire d'injection de son GB, aucun écart d'équilibrage ne sera observé.

### Réconciliation des écarts liés au profilage

Pour autant, les allocations à partir des profils sont fondamentalement inexactes car déduites de la modélisation des consommations. Les écarts entre les consommations estimées par les profils et les consommations effectives des clients profilés sont constatés annuellement au moment de la relève de leur compteur.

Chaque mois M+3, le GRD vient réconcilier les écarts de consommation des clients relevés durant le mois M sur la période de relève (généralement un an) en compensant financièrement l'écart au prix moyen pondéré du marché sur la période de relève.

Le coût inhérent à la compensation des écarts liés au profilage est quotidiennement supporté par le RZM. La couverture de ce coût est intégrée dans une taxe forfaitaire de contribution à l'équilibrage (Bilanzierungsumlage) fixée régulièrement par le RZM et payée sur chaque kWh soutiré (montant différent pour les clients RLM et SLP).

#### *Clients télérelevés (RLM)*

L'allocation de l'injection des clients mesurés (RLMmT et RLMoT) débute le jour le jour de livraison (J) à partir des volumes mesurés durant la journée, et se poursuit jusqu'à 14 jours ouvrés après la fin du mois de livraison :

##### Jour de livraison J

- Le jour J au plus tard à 15h, le GRD envoie au RZM la série horaire mesurée de 6h à 12h, convertie avec le pouvoir calorifique d'équilibrage<sup>43</sup> ;
- Le jour J au plus tard à 16h, le RZM transmet à chaque RGB la série horaire mesurée de 6h à 12h convertie avec le pouvoir calorifique d'équilibrage ;
- Le jour J au plus tard à 18h, le GRD envoie au RZM la série horaire mesure et éventuellement corrigée de 6h à 15h, convertie avec le pouvoir calorifique d'équilibrage ;
- Le jour J au plus tard à 19h, le RZM transmet à chaque RGB la série horaire mesure et éventuellement corrigée de 6h à 15h, convertie avec le pouvoir calorifique d'équilibrage.

##### Lendemain du jour de livraison J (J+1)

- Chaque lendemain (J+1) au plus tard à midi, le GRD envoie au RZM la série horaire du jour de livraison J convertie avec le pouvoir calorifique d'équilibrage ;
- Chaque lendemain (J+1) au plus tard à 13h, le RZM transmet à chaque RGB la série horaire du jour de livraison J convertie avec le pouvoir calorifique d'équilibrage ;
- Pour les RLMmT, chaque lendemain (J+1) au plus tard à 19h, le RZM convertit toutes les séries horaires du jour de livraison J en une bande journalière convertie avec le pouvoir calorifique d'équilibrage, qu'il envoie à chaque RGB.

##### Le mois suivant le mois de livraison M (M+12JO à M+14JO)

---

<sup>43</sup> Pouvoir calorifique provisoire fixé mensuellement par le GRD sur sa zone de desserte. Plusieurs méthodes de détermination du pouvoir calorifique d'équilibrage sont possibles (exemple : PCS équilibrage du mois M = PCS facturation du mois M-1)

- Chaque mois, au plus tard 12 jours ouvrés après la fin du mois de livraison (M+12JO), le GRD envoie au RZM d'une part la série horaire du mois de livraison M convertie avec le pouvoir calorifique d'équilibrage et d'autre part cette même série horaire convertie avec le pouvoir calorifique de facturation<sup>44</sup> ;
- Chaque mois, au plus tard 14 jours ouvrés après la fin du mois de livraison (M+14JO), le RZM transmet à chaque RGB d'une part la série horaire du mois de livraison M convertie avec le pouvoir calorifique d'équilibrage et d'autre part cette même série horaire convertie avec le pouvoir calorifique de facturation ;
- Pour les RLMmT, chaque mois au plus tard 14 jours ouvrés après la fin du mois de livraison (M+14JO), Le RZM transmet à chaque RGB toutes les séries chronologiques horaires du mois de livraison M sous la forme d'une bande journalière, convertie d'une part avec le pouvoir calorifique d'équilibrage et d'autre part avec le pouvoir calorifique de facturation.

## Equilibrage

### *Equilibrage journalier des clients SLP*

L'équilibrage des clients SLP se base sur les quantités allouées par les GRD, qui sont fournies la veille du jour de livraison aux fournisseurs. Si les fournisseurs nominent exactement les quantités d'allocation qui leur sont fournies, leur compte d'équilibrage sera par conséquent nul.

Dans les faits pourtant, des erreurs de procédure (erreurs de calcul, erreurs dans les achats, etc.) peuvent conduire les fournisseurs à nommer des quantités différentes de celles allouées par les GRD. La compensation financière de ses écarts suit alors la procédure d'équilibrage journalière appliquée pour les clients RLM (voir partie ci-dessous).

### **Tendance à la simplification des procédures**

Avec l'entrée en vigueur de Gabi Gas 1.0, le BNetzA a cherché à simplifier les procédures pour les GRD et les fournisseurs, à des fins de promotion de la concurrence sur le marché de détail [17], notamment en réduisant le risque pour de nouveaux entrants.

### *Equilibrage journalier des clients RLM*

Pour les clients télérelevés, une procédure d'équilibrage a lieu chaque lendemain de jour de livraison, à partir du déséquilibre calculé par le RZM suite aux allocations réalisées par les GRD. Chaque fournisseur est appelé à compenser financièrement son déséquilibre (Ausgleichsenergie) à un prix de l'énergie d'équilibre fixé comme suit :

$$\begin{cases} \text{Pour les fournisseurs courts : achat du déséquilibre à } P_{AE} = \max(P_B; P_j * (1 + 2\%)) \\ \text{Pour les fournisseurs longs : vente du déséquilibre à } P_{AE} = \min(P_B; P_j * (1 - 2\%)) \end{cases}$$

---

<sup>44</sup> Pouvoir calorifique déterminé ex-post sur une base mensuelle et utilisé pour la facturation

Où :

- $P_B$  est le prix maximal observé sur les marchés d'équilibrage accessibles ;
- $P_J$  est le prix Spot moyen pondéré du gaz sur la zone de marché observé pour livraison en  $J$ .

*Equilibrage intrajournalier des clients RLMoT*

Pour les clients RLMoT, les fournisseurs sont par ailleurs soumis à un équilibrage horaire des groupes-bilans.

Les écarts cumulés dépassant la bande de tolérance de +/- 7,5% sont alors facturés comme énergie d'ajustement (Flexibilitätsregelenergie), au travers d'une contribution de flexibilité proportionnelle au volume d'énergie d'ajustement et calculée sur la base d'un prix moyen pondéré des énergies d'ajustement vendues et achetées (Flexibilitätskostenbeitrag). Les figures suivantes illustrent le calcul de l'énergie d'ajustement et de la contribution de flexibilité.

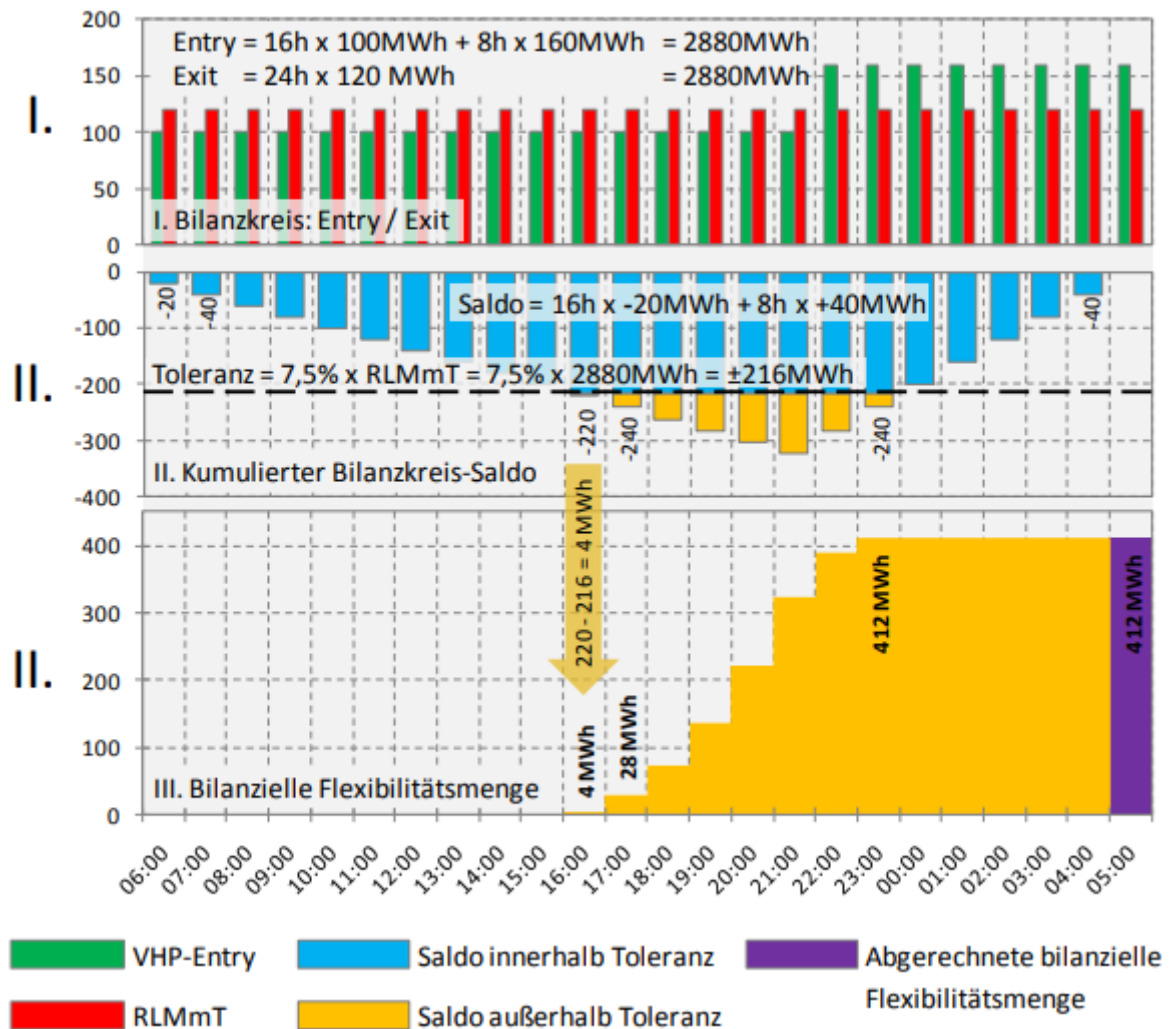


Figure 15 : Illustration de la détermination de l'énergie d'ajustement d'un groupe bilan

Tag D	Preis	Regelenergiemenge	Kosten (+) / Erlöse (-)
Kauf	30 €	250 MWh	7.500 €
Kauf	50 €	250 MWh	12.500 €
<b>Zwischensumme Kauf</b>		<b>500 MWh</b>	<b>20.000 €</b>
Verkauf	25 €	-60 MWh	1.500 €
Verkauf	12,5 €	-40 MWh	500 €
<b>Zwischensumme Verkauf</b>		<b>-100 MWh</b>	<b>2.000 €</b>

**Menge** Flexibilitäts-Regelenergie:  $2 * \text{Minimum}(500, -100) = 2 * 100 = 200 \text{ MWh}$

**Kosten** Flexibilitäts-Regelenergie:  $100 * (20.000 / 500) - 100 * (2.000 / 100)$   
 $= 100 * (40) - 100 * (20) = 4.000 - 2.000 = 2.000 \text{ €}$

**Flexibilitätskostenbeitrag:**  $\text{Kosten} / \text{Menge} = 2.000 \text{ €} / 200 \text{ MWh} = 10 \text{ €/MWh}$

Figure 16 : Illustration de la détermination de la contribution de flexibilité

### Contribution forfaitaire à l'équilibrage (Bilanzierungsumlage)

Depuis l'entrée en vigueur de Gabi Gas 1.0, les responsables de zones de marchés sont tenus de tenir deux comptes de contribution à l'équilibrage (Bilanzierungsumlagekonto) différenciés pour les clients profilés (SLP) et télérelevés (RLM), facturés tous les mois aux RGB :

- Le compte de contribution à l'équilibrage  $\Delta_{SLP}$  des clients profilés intègre les bilan  $B_{réglage}$  des charges et produits liés à l'approvisionnement et l'utilisation de l'énergie de réglage<sup>45</sup> imputables aux clients profilés, le bilan  $B_{réconciliation,SLP}$  les charges et produits liés à la réconciliation des excédents et déficits alloués à chaque fournisseur (liés à l'inexactitude des profils), ainsi que le bilan  $B_{généraux}$  des autres charges et produits généraux du RZM et imputables aux clients profilés – le tout diminué des recettes  $R_{BU,SLP}$  liées à la contribution forfaitaire à l'équilibrage (Bilanzierungsumlage) propre aux SLP :

$$\Delta_{SLP} = (B_{réglage} + B_{généraux}) * \alpha_{SLP} + B_{réconciliation,SLP} - R_{BU,SLP}$$

- Le compte de contribution à l'équilibrage  $\Delta_{RLM}$  des clients télérelevés intègre le bilan  $B_{réglage}$  des charges et produits liés à l'approvisionnement et l'utilisation de l'énergie de réglage imputables aux clients télérelevés, le bilan  $B_{équilibre,RLM}$  des charges et produits liés à l'énergie d'équilibrage (Ausgleichsenergie) positive ou négative, ainsi que le bilan  $B_{généraux}$  des autres charges et produits généraux du RZM et imputables aux clients télérelevés – le tout diminué des recettes  $R_{BU,RLM}$  liées à la contribution forfaitaire à l'équilibrage (Bilanzierungsumlage) propre aux SLP, et des recettes  $R_{F,RLM}$  générées les frais d'équilibrage intrajournalier (Flexibilitätskostenbeitrag).

$$\Delta_{RLM} = (B_{réglage} + B_{généraux}) * \alpha_{RLM} + B_{équilibre,RLM} - R_{BU,RLM} - R_{F,RLM}$$

<sup>45</sup> Lit. Regelenergie : l'énergie de réglage est l'énergie effectivement achetée ou vendue par le RZM pour équilibrer le réseau.

La clé de répartition ( $\alpha_{SLP}$ ;  $\alpha_{RLM}$ ) est déterminée tous les mois à partir des quantités d'énergie d'équilibrage attribuées respectivement aux fournisseurs de clients SLP et RLM, à défaut de répartition plus précise ou exacte disponible.

Par conséquent, les comptes de contribution à l'équilibrage cherchent à allouer équitablement les frais d'équilibrage aux clients RLM, respectivement SLP proportionnellement à leur impact respectif sur le besoin d'équilibrage.

Le niveau de la contribution forfaitaire à l'équilibrage est fixée par chaque RZM sur sa zone pour la période annuelle ou semestrielle suivante :

	Gaspool		NCG	
	RLM	SLP	RLM	SLP
10.18 – 09.19	0,26	0,73	0,60	1,20
10.17 – 09.18	0,08	0,20	0,00	0,00
10.16 – 09.17	0,25	0,75	0,00	0,80
04.16 – 09.16	0,00	0,00	0,60	0,80
10.15 – 03.16	0,00	1,50	0,00	0,00

Tableau 5 : Evolution des contributions forfaitaires à l'équilibrage (Bilanzierungsumlagen) selon la zone de marché et le type de client (€/MWh)

#### **Attribution des coûts d'équilibrage**

Les fournisseurs de gaz en Allemagne – auparavant contraints de réaliser les nominations des consommations des clients SLP à pas horaire à l'instar des clients RLM, bénéficient aujourd'hui d'une simplification de leur procédure de nomination, qui est dès lors réalisée à pas journalier sur la base des allocations réalisées par les GRD. Cependant, avant l'entrée en vigueur de Gabi Gas 1.0, les contributions à l'équilibrage (Bilanzierungsumlagen) ne sont pas encore différenciées entre clients SLP et clients RLM.

L'industrie dénonce alors un système inéquitable dans lequel les déséquilibres liés aux clients SLP – en augmentation notamment du fait d'une nomination moins fine, sont supportés par les clients RLM.

Gabi Gas 1.0 vient résoudre cette iniquité en différenciant contributions à l'équilibrage pour les clients SLP et RLM.

#### **2.3.6 Recours au profilage (« Standardlastprofilen ») en Allemagne**

L'utilisation de profils de charge standards est une obligation légale fixée dans l'article 24 de la GasNZV [15] :

1. « Les GRD appliquent des méthodes simplifiées (profils de charge standard) pour l'allocation des quantités soutirées par les consommateurs finals jusqu'à une capacité de soutirage horaire maximale de 500 kWh/h et jusqu'à un soutirage annuel maximal de 1,5 millions de kWh. »



2. « Les GRD peuvent également définir des profils de charge pour les consommateurs finals dont la capacité de consommation maximale ou la consommation annuelle est supérieure aux valeurs limites visées au paragraphe 1. En outre, les GRD peuvent fixer des valeurs limites inférieures dérogeant au paragraphe 1 si, compte tenu des valeurs limites visées au paragraphe 1, il est techniquement impossible de garantir le fonctionnement du réseau ou si la fixation de valeurs limites inférieures est convenue avec un client du réseau de transport dans des cas individuels. Le GRD ne peut également fixer des valeurs limites supérieures ou inférieures que pour des groupes spécifiques de consommateurs finals. Toutefois, au sein d'un tel groupe de profils de charge, les valeurs limites doivent être appliquées uniformément à tous les consommateurs finals. Si le gestionnaire de réseau de distribution fixe des valeurs limites supérieures ou inférieures, il en informe immédiatement l'autorité de régulation. »
3. « Les profils de charge doivent être fondés sur le profil d'allocation typique de divers groupes de consommateurs finals, en particulier les clients commerciaux, les consommateurs de gaz de cuisson et les consommateurs de gaz de chauffage. Lors de l'élaboration et l'application des profils de charge, les GRD veillent à réduire autant que possible l'utilisation de l'énergie d'équilibrage<sup>46</sup>. L'application d'un profil de charge standard pour les consommateurs de gaz de cuisson est obligatoire depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2011. »
4. « Les GRD locaux ont l'obligation de fournir une prévision annuelle pour chaque fournisseur<sup>47</sup> et pour chaque profil de charge, généralement basée sur la consommation de l'année précédente. La prévision doit être communiquée au fournisseur. Celui-ci peut contredire des prévisions peu plausibles et communiquer au GRD local sa propre prévision. Si les deux parties ne sont parvenues à aucun accord, le GRD fixe la prévision pour la consommation annuelle. Dans certains cas exceptionnels et justifiés, la prévision annuelle de consommation peut être ajustée conjointement par le fournisseur et le GRD local en cours d'année. »

Le cadre légal ne détermine pas le nombre de profils de charge (minimum trois) à utiliser par le GRD ni ne précise les spécifications de ces profils de charge. Il confère au GRD la responsabilité d'attribuer de manière optimale un profil de charge à un consommateur correspondant aux critères de l'article 24.1. Compte tenu de l'article 24.2, le cadre légal laisse la possibilité au GRD de restreindre ou d'étendre le périmètre des consommateurs profilés.

Il est à noter que, conformément à l'article 50 de la GasNZV, le régulateur (BNetzA) est en mesure de fixer des contraintes au GRD, notamment quant aux choix qu'il fait en termes de profils utilisés et d'attribution.

Chaque point de soutirage dans le cadre des SLP se voit initialement attribuer un profil de charge standard paramétré (voir chapitre dédié) et affecter à un groupe bilan dans la zone de marché désignée par le fournisseur.

### Construction des profils

Aujourd'hui, la grande majorité des GRD ont recours aux profils de charge standards construits par l'Université technique de Munich (Technische Universität München, TUM) sous mandat de la BDEW, de la VKU et du GEODE. Les premières versions des profils construits par la TUM en 2002 et 2005 sont encore utilisés par 94,5% des GRD [12]. Selon la BNetzA, les GRD ont généralement recours à deux voire trois profils différents pour les ménages et huit profils

<sup>46</sup> Lit. *Regelenergie*

<sup>47</sup> Transportkunden



différents pour les clients commerciaux. Toujours sous mandat de la BDEW, de la VKU et du GEODE, la TUM puis la Forschungstelle für Energiewirtschaft ont cependant régulièrement mis à jour et affiné les profils de charge standard.

Selon le BDEW [11], le coût de développement des profils (hors coûts d'adaptation SI pour les GRD, hors coûts opérationnels) se chiffre en quelques millions d'euro.

### Fonction de profilage

Les profils de charge donnent une estimation de la quantité de gaz consommée par un client pour un jour J donné  $Q_J$  selon trois paramètres affinant la modélisation de la courbe de charge selon des caractéristiques du client, de son origine géographique, des données météorologiques et du jour de la semaine<sup>48</sup> :

$$(1) Q_J = KW * h(T_J) * F_{WT}$$

- $KW$  (« Kundenwert » ou « valeur client ») est un facteur d'usage calculé après chaque relevé à partir des données historiques de consommation mesurées chez le client sur une période d'au moins 300 jours, corrigées des facteurs  $h(T)$  calculés sur la période de mesure. L'équation (2) illustre le cas d'une mesure historique de consommation chez le client  $C_{mesure;N}$  sur une année  $N$  :

$$(2) KW = \frac{C_{mesure;N}}{\sum h(T_{j;N}) \text{ pour } j \in \llbracket 1;365 \rrbracket} ;$$

- Le facteur  $h(T_J)$  est un facteur d'amplitude corrigeant la consommation journalière selon une température géométrique  $T^{49}$  calculée comme moyenne géométrique des températures mesurées à la station météorologique publique attribuée au client sur les trois jours précédant le jour de la prévision<sup>50</sup> et de la température prévue pour le jour J :

$$(3) T_J = \frac{T_J + \frac{1}{2} * T_{J-1} + \frac{1}{4} * T_{J-2} + \frac{1}{8} * T_{J-3}}{1 + \frac{1}{2} + \frac{1}{4} + \frac{1}{8}}$$

Le facteur  $h(T_J)$  dépend du type de client considéré (ménage, client commercial, type d'utilisation du gaz).

- Le facteur  $F_{WT}$  sensibilise la quantité de gaz consommée selon le jour de la semaine (jour ouvré, weekend, jour férié). Le facteur  $F_{WT}$  dépend du type de consommateur identifié.

---

<sup>48</sup> Le modèle présenté ici est le dernier modèle recommandé par le BDEW – de nombreux GRD en Allemagne s'appuient encore sur des versions précédentes, n'intégrant notamment pas la géométrisation de la température.

<sup>49</sup> La géométrisation de la température reflète l'inertie thermique des bâtiments.

<sup>50</sup> Le BDEW recommande que les mesures et les prévisions de températures soient collectées auprès des stations reconnues dont les données sont publiques et accessibles à tous les acteurs du marché. Par ailleurs, le choix de la station météorologique doit s'appuyer sur une analyse des données historiques de ladite station, avec une vérification de la cohérence des mesures avec le modèle SLP retenu et, si nécessaire un réétalonnage des données mesurées avant utilisation dans le calcul des prévisions.

Les dernières mises à jour des profils de charge en 2015 ont visé à améliorer la précision du facteur d'amplitude thermosensible  $h(T)$  afin de refléter au mieux les consommations sur une plage de température élargie – les premières modélisations affichant une divergence importante dans le cas de températures très froides.

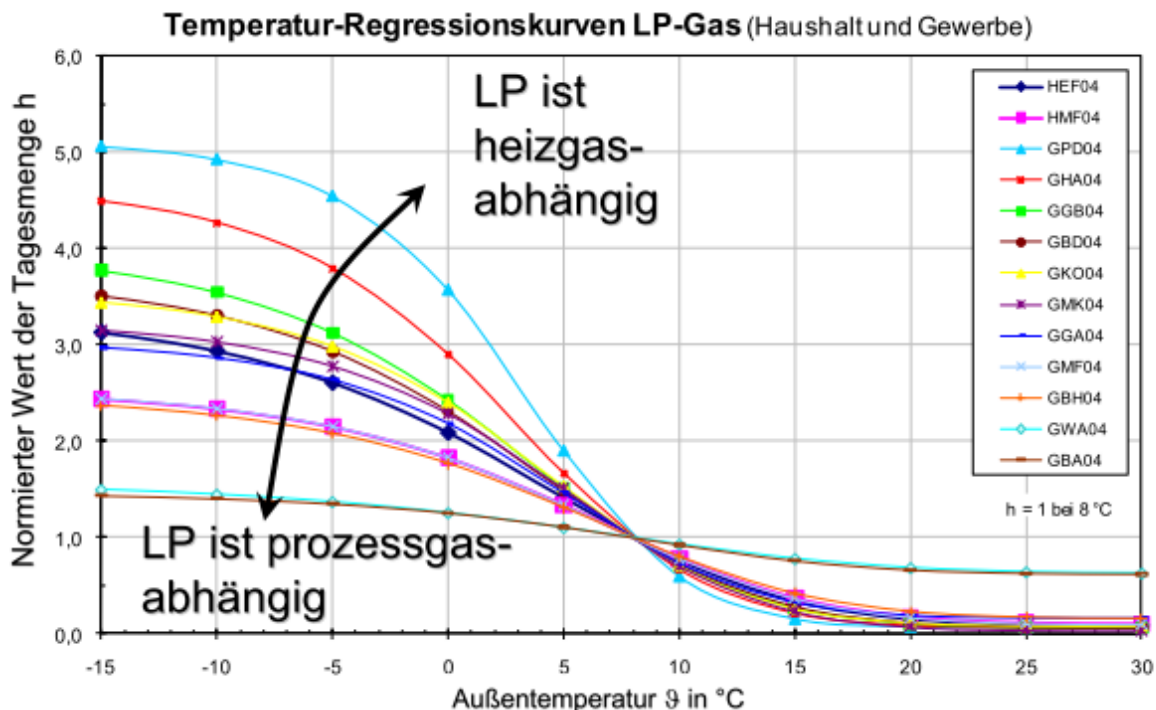


Figure 17 : Facteur d'amplitude  $h(T)$  selon le type de client (ménage ou commerce, utilisation du gaz en chaleur ou en procédé)

#### Arbitrage entre profils synthétiques et profils analytiques

Les profils synthétiques sont utilisés par 80% des gestionnaires de réseau en Allemagne.

La méthode synthétique pour les profils de charge repose exclusivement sur une modélisation statistique de la consommation, sensibilisée quotidiennement pour chaque client à partir d'un paramètre de température et d'un paramètre de calendrier (jour ouvré, jour férié) : il s'agit d'une approche « bottom-up » qui ne tient compte d'aucun paramètre d'état du réseau.

Afin de tenir compte de l'état du réseau, la méthode analytique pour les profils de charge s'appuie sur la donnée mesurée par le GRD auprès des clients télérelevés pour en déduire un volume résiduel alloué à l'ensemble des consommateurs profilés. Pour répartir le volume résiduel entre clients, la méthode analytique nécessite toujours l'utilisation de profils de charge du type de ceux utilisés dans la méthode synthétique.

La veille du jour de livraison, à partir de la donnée quotidienne de volume résiduel (donnée de J-2 disponible en J-1 pour le jour de livraison J), le GRD peut appliquer un facteur de bouclage aux profils de charge standards aux consommations en J-2 et réutilisées pour les allocations du jour de livraison.

Au-delà de l'étape supplémentaire de calcul, la méthode analytique implique une complexification accrue de la procédure en ce qu'elle nécessite l'utilisation d'un pouvoir calorifique d'équilibrage

pour convertir la mesure relevée (en volume de gaz) en énergie – ce pouvoir calorifique devra ensuite être corrigé pour être en ligne avec le pouvoir calorifique de facturation.

### **Le BNetzA ne privilégie pas de méthode de profilage**

Selon le BNetzA (régulateur du système gazier en Allemagne) [17], aucun profilage (analytique ou synthétique) n'est supérieur à l'autre en termes de précisions des allocations – les facteurs comme la sélection de la station météorologique la plus pertinente ou la caractérisation la plus juste du client ayant un impact plus important. Le BNetzA souligne par ailleurs que les profils synthétiques ont l'avantage de simplifier les procédures pour les GRD.

*In fine*, le BNetzA ne prend pas position pour l'une ou l'autre des méthodes de profilage.

### **Procédure d'attribution des profils**

Au moment du raccordement d'un nouveau client à profiler, le GRD lui attribue un profil en fonction de ses caractéristiques (ménage, commercial, type d'utilisation du gaz), un niveau de consommation annuel (*KW*) et une station météorologique pour le calcul de la température géométrique ; et communique ces informations à son fournisseur.

### **Précision du modèle de profilage**

#### *Estimations de la précision par KEMA en 2009*

En 2009, plusieurs associations représentatives de l'industrie (VCI, VIK, IPW) ont mandaté le cabinet KEMA pour évaluer les erreurs de profilage dans le système allemand [18].

A partir de l'analyse des données auprès de plusieurs entreprises communales utilisant des profils synthétiques pendant 11 mois, KEMA en a déduit l'erreur moyenne annuelle de profilage selon que le modèle de profilage s'appuyait sur une température géométrique ou uniquement sur la température mesurée la veille du jour de livraison :

- Avec le recours uniquement à la température mesurée la veille du jour de livraison, l'erreur annuelle moyenne de profilage est évaluée par KEMA à 20,8% ;
- Avec le calcul d'une température géométrique à partir des températures mesurées les trois jours avant la livraison, l'erreur annuelle moyenne de profilage est évaluée par KEMA à 14,2%.

### **Une estimation plus faible des écarts par le BNetzA**

A partir des retours des GRD, le BNetzA estime que l'écart journalier moyen entre allocation par profilage et consommation réelle est de 5,8% - bien inférieur aux résultats d'analyse par KEMA. Le BNetzA insiste cependant sur le risque de non-représentativité de ce résultat, du fait du faible nombre de GRD ayant déclaré des résultats [12].

#### *Mise en place d'un système d'incitation par le BNetzA*

Avec l'entrée en vigueur de Gabi Gas 2.0, le BNetzA a mis en place un système d'incitation à l'amélioration de la précision des allocations des clients profilés par les GRD.

A travers la procédure de *Netzkontoabrechnung*, les GRD sont appelés à compenser les écarts importants et répétés dus aux erreurs d'allocation au prix de l'énergie d'équilibrage.

## 2.4 France

### 2.4.1 Résumé

- Le système gazier français s'organise autour de deux zones d'équilibrage<sup>51</sup> et de deux responsables d'équilibres qui sont les gestionnaires de réseaux de transport (GRTgaz et Teréga), le réseau de distribution étant exploité par GRDF (GRD acheminant 96% du gaz) et 25 autres GRD locaux.
- Tous les ~12 millions de clients<sup>52</sup> raccordés au réseau de distribution se voient attribuer un profil type de consommation, indépendamment de leur fréquence de relève ou du fait qu'ils soient équipés d'un compteur communicant.
- Le modèle d'équilibrage est encadré par le régulateur (CRE) et détaillé par un groupe de travail (GTG 2007) mis en place par le régulateur et les acteurs du système. Le GTG 2007 confie en particulier le développement du modèle de profilage à GRDF, qui en propose annuellement une mise à jour soumise à validation par le GTG puis appliquée par tous les GRD.
- Le modèle de profilage développé par GRDF s'appuie sur 9 profils (dont deux pour les résidentiels), attribués chaque année à chaque consommateur par les GRD selon un critère de consommation annuelle de référence (calculée à partir des dernières relèves disponibles corrigées de la température) et un critère de saisonnalité de la consommation. Les 9 profils sont chacun basés sur une chronique journalière de consommation de référence pour tous les jours de l'année de livraison, variabilisée chaque jour par des informations de température et de type de jour (ouvré / férié).
- Chaque lendemain de livraison, tous les GRD calculent la consommation des clients profilés à partir du modèle de profilage mis à disposition par le GTG 2007, et la corrigent d'un coefficient de bouclage venant compenser l'écart global observé sur toute la zone d'équilibrage entre consommations réelles des clients profilés (déduites des consommations relevées chez les autres clients et des mesures d'injection lors du jour de livraison) et les consommations allouées par profilage.
- Les erreurs imputables aux profils standards de charge, reflétées par le coefficient de bouclage, sont à la charge des fournisseurs qui doivent notamment estimer ce coefficient de bouclage pour le jour de livraison. On estime l'erreur profilage entre 11% et 14% en 2017 – cette erreur est par ailleurs limitée à 9,5% – 11% en appliquant le bouclage de  $J - 2$  (disponible aux fournisseurs pour leurs nominations) sur les prévisions pour  $J$ .

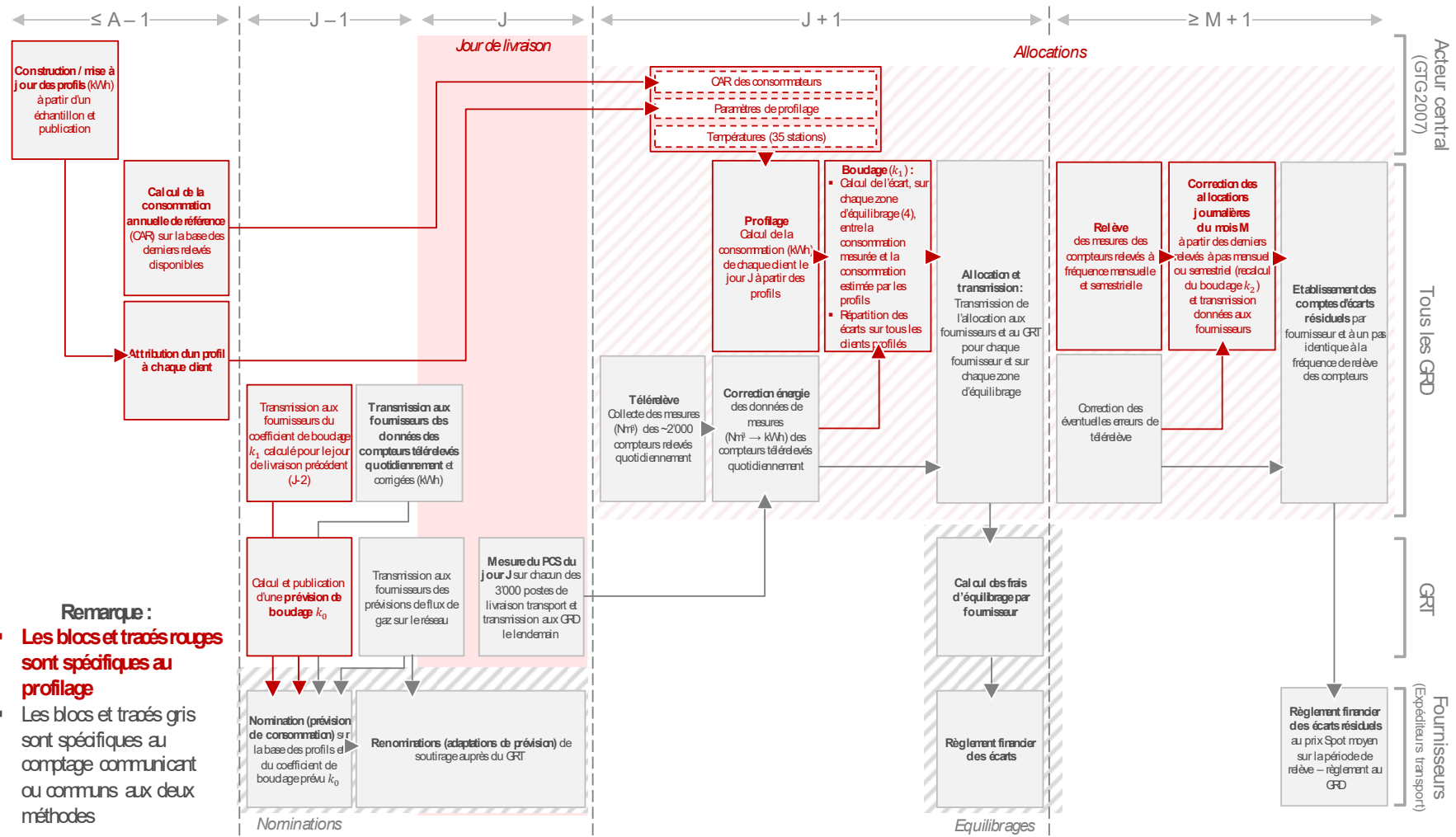
---

<sup>51</sup> A partir du 1<sup>er</sup> mars 2019

<sup>52</sup> Exceptés les ~2'000 clients équipés d'un compteur relevé quotidiennement (J/J), dont la consommation individuelle dépasse 5 GWh/an.

- Le coût de mise en œuvre du modèle de profilage par GRDF, de l'ordre du million de d'euros, provient principalement de l'équipement d'un échantillon représentatif de ~1'000 clients avec des compteurs à mesure journalière et télérelève mensuelle et le développement du modèle statistique. L'opération du modèle de profilage pour les 12 millions de compteurs en France est estimée à 0,5 EPT pendant deux mois par an pour l'attribution des profils à chaque consommateur (coût proportionnel au nombre de compteurs) – l'allocation quotidienne des consommations, la communication avec le GRT et les fournisseurs et les corrections sont gérées par le système d'Energy Data Management en place.
- La France a engagé depuis 2014 le déploiement généralisé de compteurs communicants chez tous les clients. Ce déploiement est justifié par des ambitions d'efficacité énergétique (objectif de réduction de 1,5% de la consommation) et ne vise pas directement l'amélioration du système d'équilibrage. Pour autant, les compteurs communicants déployés sont dès à présent mis à contribution pour l'amélioration du modèle de profilage et pour la réduction des écarts d'allocation. A l'heure actuelle, la substitution du modèle de profilage par le recours aux compteurs télérelevés n'est pas à l'étude.

### 2.4.2 Aperçu synthétique du système d'équilibrage en France



### 2.4.3 Caractérisation du système gazier en France

La consommation nationale de gaz naturel en France atteint 489 TWh en 2016, dont 154 TWh (31%) dans le secteur résidentiel, 88 TWh (18%) dans le secteur tertiaire, 147 TWh (30%) dans les secteurs agricole et industriel, 99 TWh (20%) pour la production d'électricité et 0,9 TWh (~0%) dans le secteur des transports [19].

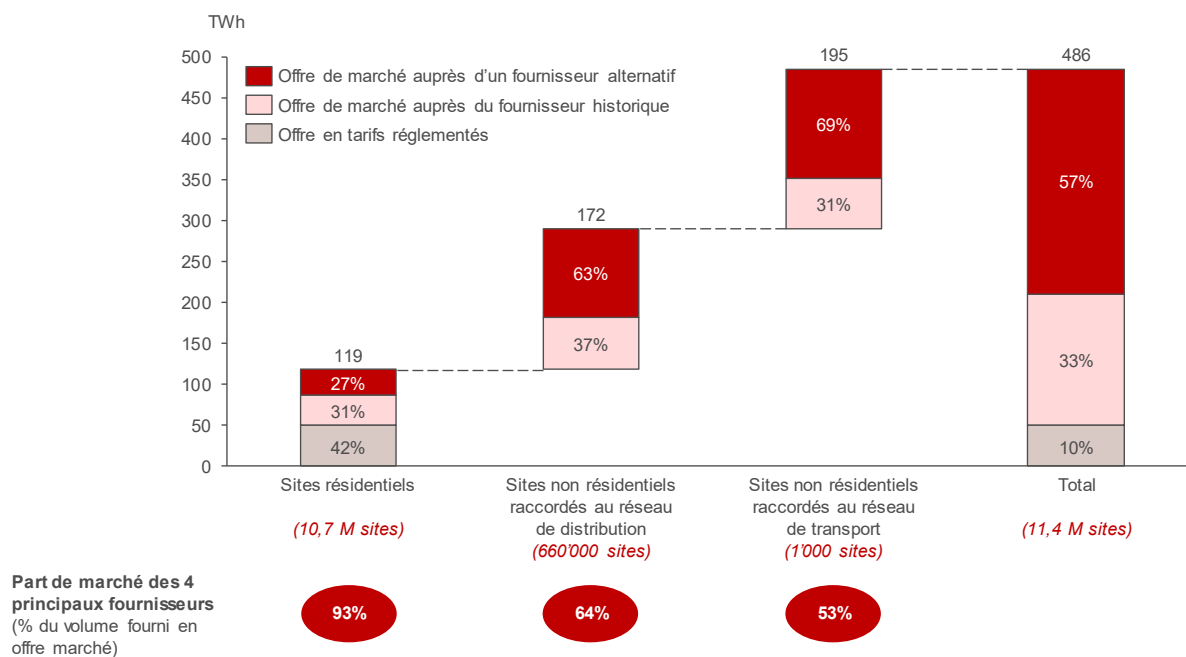


Figure 18 : Répartition des sites de consommation par type d'offre en 2018 (France, 2018) et concentration du marché (2015) (France) [20] [21]<sup>53</sup>

Le réseau de transport de gaz français est opéré par deux gestionnaires de réseau de transport (GRT) : GRTgaz (filiale d'Engie) gère le réseau de gaz B dans sur la zone d'équilibrage Nord et la majorité du réseau de gaz H du territoire ; Teréga<sup>54</sup> (filiale d'un consortium réunissant SNAM, C31, GIC et Predica) gère le réseau de gaz H dans le Sud-Ouest. Le réseau de distribution est géré par 26 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) :

- GRDF distribue 96% du gaz naturel en France et est présent sur la majorité du territoire ;
- 22 entreprises locales de distribution (ELD), dont Régaz-Bordeaux (présent à Bordeaux et dans 45 autres communes de Gironde) et R-GDS (présent à Strasbourg et dans 113 communes du Bas-Rhin) qui distribuent chacune environ 1,5% du gaz naturel en France – les 20 autres ELD acheminent au total environ 1% du gaz naturel en France ;

<sup>53</sup> Engie, principal fournisseur historique, poursuit une démarche de conversion de ses clients résidentiels vers des offres de marché.

<sup>54</sup> Anciennement TIGF (changement de nom au printemps 2018)

- 3 GRD « nouveaux entrants » (Antargaz, la SICAE de la Somme et du Cambrasis, Séolis) dont l'activité reste marginale aujourd'hui<sup>55</sup>.

A partir du 1<sup>er</sup> novembre 2018, le système gazier français s'organise sur une zone de marché unique, « Trading Region France » (TRF), avec un seul point d'échange virtuel PEG. La TRF naît de la fusion des deux zones de marché TRS (Trading Region South) et PEG Nord, en place depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015 [22].

Selon le Ministère de la Transition écologique et solidaire, 190 fournisseurs sont actifs en France, dont une quarantaine autorisée à fournir du gaz aux clients résidentiels. Le marché de détail français affiche une ouverture marquée, Engie (fournisseur historique des clients GRDF) ne détenant plus que 50% du marché résidentiel [21].

En 2017, le taux de changement de fournisseur atteint 13,8% des sites résidentiels et 11,5% des sites non résidentiels [20]<sup>56</sup>, reflétant une dynamique forte d'ouverture du marché.

#### 2.4.4 Fondamentaux du système d'équilibrage en France

L'équilibrage du système gazier en France est réalisé à pas quotidien avec un cycle journalier de nomination et d'équilibrage. L'allocation des consommations est réalisé à pas quotidien avec réconciliation à pas mensuel.

#### **Cadre réglementaire et lignes directrices**

Au niveau européen, le règlement (UE) N° 312/2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz cadre les lignes directrices du modèle d'équilibrage du système gazier en France.

Au niveau national, le secteur du gaz est régi par le Code de l'énergie. En particulier, la responsabilité de l'équilibrage est confiée aux GRT par l'article L.431-3 du Code de l'énergie.

La conception des règles d'équilibrage est proposée par les GRT et validée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) à travers ses délibérations consécutives. La dernière délibération en date de la CRE est la délibération du 15 septembre 2016 portant approbation de l'évolution des règles d'équilibrage des réseaux de transport de gaz naturel au 1<sup>er</sup> octobre 2016.

Par ailleurs, dans le cadre de la préparation à l'ouverture du marché, la CRE a constitué un groupe de travail (Groupe de Travail Gaz 2007, GTG 2007), réunissant la CRE, les GRT, les GRD et les utilisateurs du réseau. Le GTG 2007 définit les règles et les procédures d'équilibrage, et met à disposition des acteurs l'ensemble des jeux de données nécessaires. Au sein du GTG 2007, le Comité de Suivi du Pilotage et de la Gestion de l'Acheminement (CSP) définit les profils de charge standard et leur procédure d'utilisation.

---

<sup>55</sup> Si les réseaux de distribution existants sont en monopole, le développement de nouveaux réseaux est ouvert à concurrence

<sup>56</sup> Estimation sur 2017 à partir des données trimestrielles de la CRE



## Rôle des acteurs

La Figure 19 donne un aperçu général des rôles définis et de la nomenclature utilisée dans le cadre de l'équilibrage en France :

- Les gestionnaires de réseau de transport (GRT), acheminent le gaz vers les réseaux de distribution et les consommateurs raccordés au réseau de transport, et gèrent physiquement l'import, l'export et les stocks de gaz naturel ;
- Les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) acheminent le gaz injecté depuis le réseau de transport sur leur réseau vers les points de sortie (consommateurs) ;
- Chaque point de sortie correspond à un point de comptage et d'estimation (PCE) référencé par un code unique à 14 chiffres connu du client, du GRD et du fournisseur (expéditeur distribution) ;
- Dans le cadre de la procédure d'équilibrage, chaque PCE est rattaché à un point d'interface transport / distribution (PITD) unique<sup>57</sup>. Le territoire français est découpé géographiquement en 1'274 PITD. A chaque PITD correspond un GRT et un GRD uniques. La liste des PITD est publiée par le GTG 2007, en faisant correspondre un PITD unique à chaque commune de France. Chaque PITD est associé à une station météorologique de Météo France : au total, 35 stations météorologiques sont utilisées [23].
- Le gaz est livré à PCE par un expéditeur distribution (ED). Le terme d'expéditeur de distribution désigne généralement un fournisseur, mais il peut aussi représenter un consommateur ou son mandataire. L'utilisation du réseau de distribution par l'ED est encadrée par un contrat d'acheminement distribution (CAD) conclu avec le GRD correspondant ;
- Au niveau de chaque PITD, chaque ED est fourni en gaz par un expéditeur transport (ET) unique<sup>58</sup>. Le terme d'expéditeur transport désigne généralement un fournisseur, mais il peut aussi représenter un consommateur ou son mandataire. L'utilisation du réseau de transport par l'ET est encadrée par un contrat d'acheminement transport (CAT) conclu avec le GRT correspondant. Dans le cadre de ce contrat, l'ET a l'obligation d'équilibrage à pas quotidien et cherche par conséquent à minimiser chaque jour l'écart entre quantités nominées la veille du jour de livraison (J-1), et les quantités effectivement enlevées le jour de livraison (J).

---

<sup>57</sup> Le PITD est une interface virtuelle et ne correspond pas à une station physique.

<sup>58</sup> Un ET peut cependant fournir du gaz à plusieurs ED au niveau d'un même PITD.

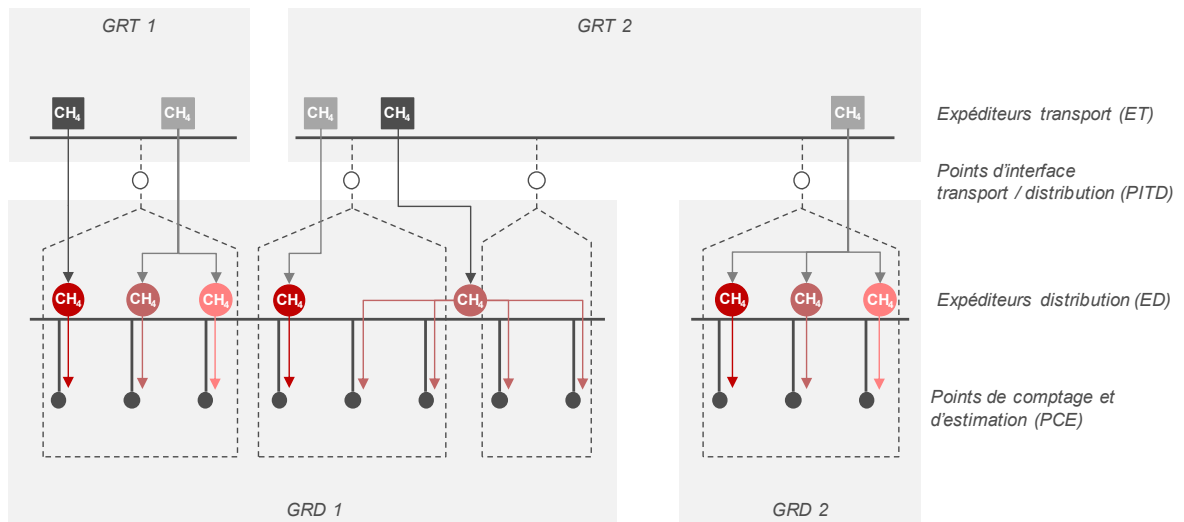


Figure 19 : Rôles et nomenclature dans le cadre de l'équilibrage en France (2018)

Note de vocabulaire : Le GTG 2007 appelle « quantité livrée » la quantité de gaz acheminée par le GRT jusqu'au PITD et « quantité enlevée » la quantité de gaz acheminée par le GRD à partir du PITD.

### Segmentation des consommateurs

Le GTG 2007 distingue six types de PCE selon leur pas de mesure, leur fréquence de relèvement et leur profilage [24] [25] [26] :

PCE	Nombre de PCE	Profilage	Pas de mesure	Fréquence de relève	Option tarifaire <sup>59</sup>	Consommation annuelle de référence mesurée au PCE
Forfait cuisine	~30'000	Non	-	-	T1	Forfait : 660 kWh/an <sup>60</sup>
6M/6M	~10 M	Oui	Semestriel	Semestrielle	T2	0 – 300 MWh/an
M/M	~0,1 M		Journalier	Mensuelle	T3	6 – 300 MWh/an
J/M <sup>61</sup>	~0		Journalier	Mensuelle	T4 & TP <sup>62</sup>	300 – 5'000 MWh/an
J/J	~2'000		Journalier	Journalière		
1M	~2 M	Non	Journalier	Mensuelle	-	PCE équipé d'un compteur communicant Gazpar

Table 1 : Catégorisation des PCE (France, 2018) [24] [25] [26] [27]

Dans sa délibération du 28 janvier 2016 [26], la CRE fixe explicitement les fréquences standards de relève des PCE pour chaque catégorie de consommateur selon son volume de consommation.

Comme l'équilibrage du système est réalisé à pas quotidien, tous les PCE relevés à un pas supérieur sont profilés<sup>64</sup>.

Remarque : Le haut de portefeuille est équipé de capteurs correctifs permettant de déterminer plus ou moins précisément le pouvoir calorifique du gaz soutiré localement :

- Les compteurs J/J sont équipés de capteurs de température, de pression et d'un calculateur de compressibilité pour établir précisément le PCS à l'endroit du soutirage ;
- Les plus gros clients M/M (~5'000 sites concernés) sont équipés de capteurs de température et de pression ;
- Certains autres clients M/M (~15'000 sites concernés) sont uniquement équipés de capteurs de température ;

<sup>59</sup> Options tarifaires pour l'utilisation des réseaux de transport et de distribution appliquées par GRDF selon la consommation annuelle du client et fixées par la CRE

<sup>60</sup> Les PCE en forfait cuisine représentent quelques dizaines de milliers de clients, en constante diminution.

<sup>61</sup> GRDF ne relève plus qu'une dizaine clients J/M, qui sont caractérisés par une option tarifaire spécifique avec contrôle journalier de dépassement de capacité. Ces clients sont voués à être convertis en J/J.

<sup>62</sup> Tarif de proximité : pour les clients éligibles à un raccordement au réseau de transport mais raccordés au réseau de distribution en raison de leur éloignement géographique

<sup>63</sup> Consommateur ayant une consommation supérieure à 2'000 MWh/an et dont les 2 mois de plus forte consommation de l'année couvrent plus de 50% de la consommation annuelle

<sup>64</sup> Les PCE en forfait cuisine ne sont pas équipés de compteur. Par convention, leur consommation est fixée à 660 kWh/an et répartie équitablement sur chaque jour de l'année gazière (profil plat).

- Les compteurs communicants (1M) ne sont équipés d'aucun capteur (pression ou température).

#### 2.4.5 Procédure d'équilibrage en France

##### **Procédure de nomination (J-1 et J)**

La procédure de nomination est largement déterminée par le Network Code européen [4], qui définit deux cycles (voir Annexe 7.2) :

- Le cycle de nomination (la veille J-1 du jour de livraison) : les utilisateurs du réseau ont l'obligation d'annoncer leurs flux de gaz pour le jour de livraison J avant 13h, puis les responsables d'équilibre ont l'obligation d'envoyer la confirmation des quantités nominées avant 15h ;
- Le cycle de renomination, dès 15h en J-1 et jusqu'à 3h le jour de livraison J : à chaque heure H, un cycle de renomination est engagé durant lequel chaque utilisateur du réseau a la possibilité de modifier son programme à partir de H+2, le responsable de zone marché devant d'envoyer la confirmation des quantités renominées avant H+2.

##### **Procédure d'allocation (J+1 et M+1)**

La procédure d'allocation est réalisée par le GRD à pas quotidien :

- A une fréquence journalière chaque lendemain du jour de livraison (J+1) pour fournir quotidiennement à l'ET l'état de ses écarts de bilan journalier cumulé ;
- A une fréquence mensuelle le mois suivant le mois de livraison (M+1) pour facturer les prestations d'acheminement de transport.

##### *Allocation journalière (J+1)*

Chaque lendemain de jour de livraison (J+1), les GRD communiquent à chaque ED et pour chaque PITD :

- Les quantités d'énergie livrées aux PCE non profilés  $QJNP_{PITD,CAD}(J)$  ;
- Les estimations de quantités d'énergie allouées pour les PCE profilés  $QJP_{PITD,CAD}(J)$ , calculées en prenant en compte la température efficace moyenne journalière du PITD  $T_{eff,PITD}(J)$  ;
- Les quantités d'énergie de biométhane injectées  $QJB_{PITD,CAD}(J)$  ;
- La valeur du coefficient de bouclage  $k1_{PITD,GRD}(J)$ , mis à disposition sur un espace public.

Remarque : Toutes les données issues des relèves de compteurs (exprimées en Nm<sup>3</sup>) sont converties en énergie (kWh) à partir des données de pouvoir calorifique supérieur communiquées quotidiennement par les GRT au niveau de chacun des ~3'000 points de livraison du réseau de transport.

Le coefficient de bouclage quotidien  $k1_{PITD,GRD}(J)$  vient réconcilier les quantités allouées pour les PCE profilés et la quantité totale effectivement soutirée par les PCE profilés lors de la journée de livraison  $J$ , à la maille du PITD. A partir des données relevées et du coefficient de bouclage, le GRD peut calculer l'allocation de la quantité de gaz enlevée le jour  $J$  à chaque PITD au titre de chaque CAD  $QJE_{PITD,CAD}(J)$  :

$$QJE_{PITD,CAD}(J) = QJNP_{PITD,CAD}(J) + k1_{PITD,GRD}(J) * QJP_{PITD,CAD}(J) - QJB_{PITD,CAD}(J)$$

Le coefficient  $k1_{GRD}(J)$  est déterminé selon l'équation suivante :

$$k1_{PITD,GRD}(J) = \frac{QJEGRD(J) - QJPRD(J) + \sum_{PITD,CAD}(QJB_{PITD,CAD}(J)) - \sum_{PITD,CAD}(QJNP_{PITD,CAD}(J))}{\sum_{PITD,CAD}(QJP_{PITD,CAD}(J))}$$

Où :

- $QJEGRD(J)$  est la quantité journalière totale livrée le jour  $J$  par le GRT au GRD donné – déterminée par les GRT ;
- $QJPRD(J)$  est la quantité journalière livrée le jour  $J$  au titre de la compensation par GRDF des pertes et différences diverses ;

S'il est calculé à la maille du PITD, le coefficient de bouclage est effectivement appliqué à la maille de la zone d'équilibrage. A partir du 1<sup>er</sup> novembre 2018, la France comptera trois zones d'équilibrage : Teréga, GRTgaz H (gaz à haut pouvoir calorifique) et GRTgaz B (gaz à bas pouvoir calorifique).

#### *Allocation mensuelle (M+1)*

Afin de prendre en compte d'éventuelles corrections, chaque mois suivant le mois de livraison (M+1), chaque GRD réitère le calcul d'allocation présenté ci-dessous pour chaque jour du mois M et communique les informations journalières recalculées.

En particulier, un coefficient de bouclage  $k2_{PITD,GRD}(J)$  est calculé à partir des données à disposition du GRD en M+1. Les coefficients  $k2(J)$  sont publiés sur le site du GTG 2007.

#### **Procédure de réconciliation (après M+1)**

Chaque GRD tient à jour, pour chaque CAD :

- Un compte d'écart regroupant les PCE relevés à une fréquence semestrielle (PCE 6M/6M) ;
- Un compte d'écart regroupant les PCE relevés à une fréquence mensuelle (PCE 1M et PCE M/M) ;
- Un compte d'écart regroupant les PCE relevés à une fréquence journalière J/M et J/J ;
- Un compte d'écart pour les injections de biométhane.

#### *Comptes d'écart pour les PCE profilés*

A chaque relève  $N$  d'un PCE profilé, le compte d'écart correspondant est incrémenté ou décrétementé de l'écart de bilan distribution  $EBD_{N,PCE}$  :

$$EBD_{N,PCE} = (E_{N,PCE} - E_{N-1,PCE}) - \sum_{N-1}^N QP_{PCE}(J) * k2_{PITD}(J)$$

Où :

- $E_{N,PCE}$  et  $E_{N-1,PCE}$  sont respectivement les quantités d'énergie mesurées au PCE lors de la relève  $N$  et  $N - 1$  ;
- $QP_{PCE}(J)$  la quantité d'énergie allouée au jour  $J$  entre les deux relèves calculée à partir du profil de consommation attribué au PCE.

#### Compte d'écart pour les PCE non profilés

A chaque modification d'une valeur de consommation journalière d'un client  $J/J$ , le compte d'écart correspondant est incrémenté ou décrétementé de la différence entre la valeur modifiée et la valeur prise en compte ce même jour dans l'allocation mensuelle  $M+1$ .

#### Compensation des écarts

Chaque mois, le GRD vient équilibrer financièrement les comptes d'écarts entre les CAD, sur la base d'un « prix de compensation », défini comme :

- Au prix journalier du gaz sur la zone de marché pour les PCE relevés à pas quotidien ;
- A la moyenne arithmétique des prix journaliers (respectivement mensuels) sur la zone de marché pendant le mois de relève (respectivement pendant le semestre précédent le mois de relève) pour les PCE relevés à une fréquence mensuelle (respectivement à une fréquence semestrielle).

Les prix de compensation utilisés par le GRD sont publiés sur le site du GTG 2007.

#### Procédure d'équilibrage

La procédure d'équilibrage a lieu tous les lendemains de jour de livraison  $J$  sur chacune des zones d'équilibrage. Le GRT communique à chaque expéditeur transport son écart de bilan journalier EBJ, calculé comme la différence entre ses nominations et les quantités qui lui ont été allouées pour le jour de livraison  $J$ .

Chaque fournisseur est appelé à régler financièrement son déséquilibre  $E_{déséquilibre}$  au prix de règlement des déséquilibre  $P_{déséquilibre}$  défini comme :

$$\begin{cases} \text{Si } E_{déséquilibre} > 0, \text{ achat à } P_{déséquilibre} = \text{Max}(P_{Spot} + 2,5\% ; P_{intervention \text{ achat,max}}) \\ \text{Si } E_{déséquilibre} < 0, \text{ vente à } P_{déséquilibre} = \text{Min}(P_{Spot} - 2,5\% ; P_{intervention \text{ vente,min}}) \end{cases}$$

Avec :

- $P_{Spot}$  le prix moyen sur le marché within-day lié à la zone d'équilibrage ;
- $P_{intervention \text{ achat,max}}$  le maximum des prix d'intervention à l'achat du GRT relatif à la one d'équilibrage ;

- $P_{intervention\ vente, min}$  le minimum des prix d'intervention à la vente du GRT relatif à la one d'équilibrage ;

#### 2.4.6 Recours au profilage (« profils types de consommation ») en France

Tous les PCE qui ne sont pas relevés à fréquence journalière se voient attribuer un Profil Type de Consommation (PTC). Au total, neuf profils types de consommation<sup>65</sup> sont développés et mis à jour annuellement par GRDF (principal GRD en France) et validés par le GTG 2007 puis utilisés par l'ensemble des GRD sur tout le territoire.

##### **Modèle de GRD bouclant pour les petits distributeurs**

Au moment de l'ouverture du marché, la CRE a autorisé les distributeurs ayant moins de 100'000 clients à recourir à un modèle dit de « GRD bouclant » dans lequel seuls les clients sortant de l'approvisionnement de base sont profilés, à différencier du modèle standard dit de « profilage intégral » où tout client est profilé, indépendamment de son statut.

##### **Critères d'attribution des profils à chaque consommateur**

Neuf profils sont définis selon la fréquence de relève du PCE, sa consommation annuelle de référence (CAR) et la part hiver corrigée moyenne de sa consommation (PHcm – traduit la thermosensibilité du PCE) :

---

<sup>65</sup> Hors profil plat utilisé pour les PCE en forfait cuisine

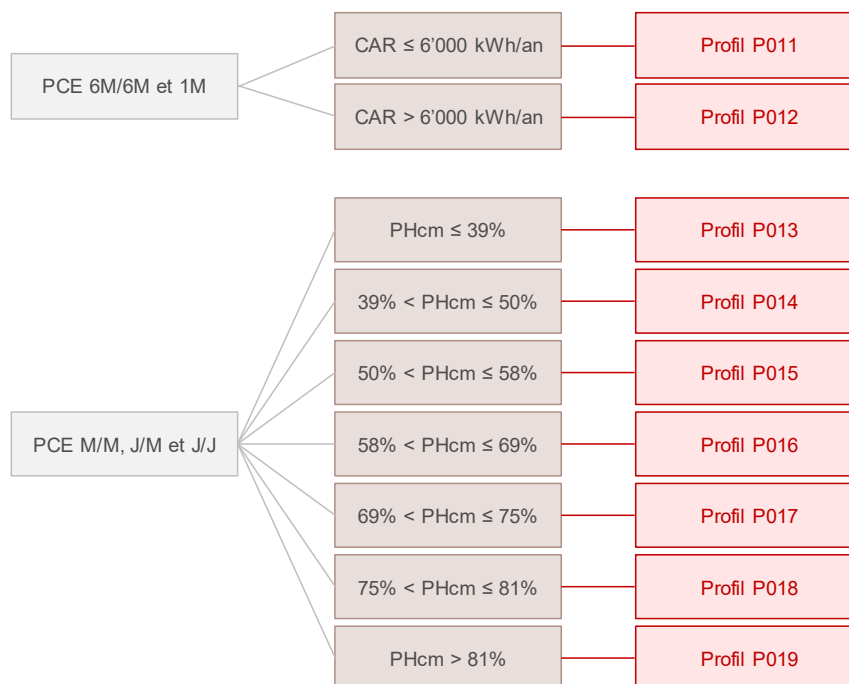


Figure 20 : Catégorisation des PCE par profil type de consommation (France, 2018 – 2019) [28]

#### Part Hiver corrigée moyenne (PHcm)

La  $PHcm(N)$  d'un PCE est calculée pour l'année  $N$  à partir de la Part Hiver corrigée (PHc) de sa consommation calculée pour les trois années précédentes<sup>66</sup> :

$$PHcm(N) = 0,35 PHcorrigée(N - 1) + 0,35 * PHcorrigée(N - 2) + 0,3 * PHcorrigée(N - 3)$$

La Part Hiver d'un PCE est définie comme le rapport entre la consommation du PCE relevée de novembre à mars et la consommation totale du PCE sur l'année considérée (de novembre à octobre). La Part Hiver est ensuite corrigée selon un modèle de correction du climat :

$$\begin{cases} PHcorrigée(N) = \alpha * PH(N) + \beta \text{ si } PH(N) \in [50\% ; 100\%[ \\ PHcorrigée(N) = PH(N) \text{ sinon} \end{cases}$$

Les termes  $\alpha$  et  $\beta$  sont déterminés annuellement par le GTG 2007 à partir d'un modèle de correction du climat. A titre d'illustration, les termes  $\alpha$  et  $\beta$  pour l'année gazière novembre 2016 – octobre 2017 sont fixés respectivement à 0,922 et 0,036.

#### Consommation annuelle de référence (CAR)

Chaque PCE est caractérisé par sa consommation annuelle de référence  $CAR$  calculée annuellement à partir de la mesure d'énergie livrée sur une période de référence, d'un terme de

<sup>66</sup> Si les données  $PH(N - 3)$  (respectivement  $PH(N - 2)$  et  $PH(N - 3)$ ) ne sont pas disponibles, le terme  $PHcm(N)$  est calculé selon l'équation  $PHcm(N) = 0,54 * PH(N - 1) + 0,46 * PH(N - 2)$  (respectivement est pris égal à  $PH(N - 1)$ ).



correction climatique  $T_{cc}$  et d'un coefficient  $t$  représentatif de l'évolution des CAR sur les 5 années précédentes :

$$CAR = \frac{\text{Energie livrée sur la période de référence} * 365}{\text{Nombre de jours sur la période de référence}} * T_{cc} * (1 + t)$$

Chaque année, le terme de correction climatique  $T_{cc}$  est calculé pour chaque station météorologique et pour chaque profil type de consommation et mis à disposition des GRD par le GTG 2007.

Pour les PCE relevés à fréquence semestrielle (PCE 6M/6M et PCE 1M), la période de référence doit couvrir entre 319 et 730 jours jusqu'à la date du dernier relevé<sup>67</sup>.

Pour les PCE relevés à fréquence journalière ou mensuelle (PCE M/M, J/M et PCE J/J), la période de référence doit aller de novembre N-2 à octobre N-1 inclus et couvrir au moins 319 jours dont plus de 141 en hiver (novembre à mars).

Le coefficient  $t$  est calculé annuellement à partir de l'évolution moyenne des CAR des PCE à relevé semestriel (6M/6M et 1M), respectivement à relevé mensuel ou journalier (M/M, J/M et J/J) au cours des cinq années précédentes et vient refléter le taux de croissance moyen de la consommation.

### Construction des profils

Les profils types de consommation permettent d'allouer, chaque jour  $J$  de l'année gazière, une quantité d'énergie  $Conso(J)$  consommée d'un PCE à partir de sa CAR et des données de température de la station météorologique correspondante au PITD auquel le PCE est rattaché.

$$Conso(J) = \frac{CAR}{365} * [C_{ref}(J) + e_s * f(T_{eff}(J))]$$

#### Consommation journalière normée ( $C_{ref}(J)$ )

Le terme  $C_{ref}(J)$  de consommation normée répartit la consommation annuelle d'un consommateur sur chaque jour. Il est donné pour chaque jour de l'année selon chaque profil dans les tables publiées chaque année par le GTG 2007.

---

<sup>67</sup> Si aucune donnée de consommation n'est disponible sur une telle période de référence, la dernière CAR en vigueur est reconduite.

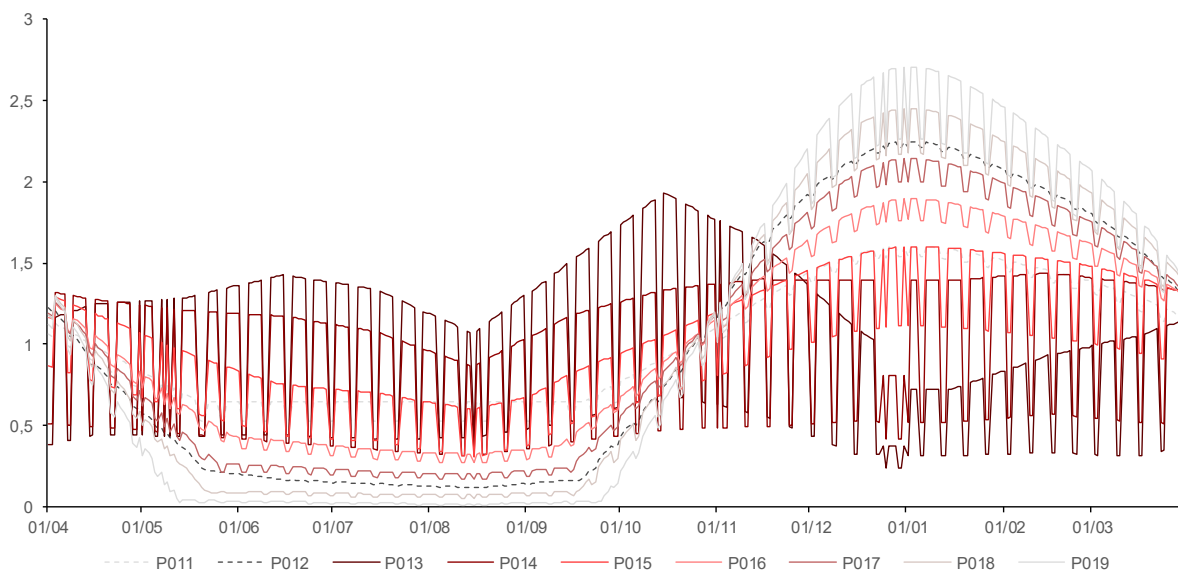


Figure 21 : Chronique des termes  $C_{ref}(J)$  par profil type de consommation sur l'année 2018 – 2019 [28]

#### Sensibilisation par le jour de la semaine et la température

La consommation du PCE le jour  $J$   $Conso(J)$  est sensibilisée en corrigeant la consommation de référence  $C_{ref}(J)$  par une fonction de température, l'amplitude de correction étant régulée par un terme d'ajustement climatique  $e_s$  qui dépend du profil type de consommation et du type de jour de la semaine ( $s = 0$  si le jour est un samedi, un dimanche ou un jour férié ;  $s = 1$  si le jour est ouvré). Les termes d'ajustement climatique  $e_0$  et  $e_1$  sont déterminés pour chaque profil type de consommation et pour chaque mois et publié par le GTG 2007.

		04/18	05/18	06/18	07/18	08/18	09/18	10/18	11/18	12/18	01/19	02/19	03/19
P011	$e_0$				0						-0,047		-0,092
	$e_1$				0						-0,046		-0,054
P012	$e_0$	-0,149	-0,109	-0,072		0	-0,072	-0,120	-0,154				-0,151
	$e_1$	-0,154	-0,104	-0,070		0	-0,070	-0,123	-0,149				-0,153
P013	$e_0$							0					
	$e_1$							0					
P014	$e_0$							0					
	$e_1$							0					
P015	$e_0$	-0,043		-0,028		0	-0,028	-0,030			-0,043		
	$e_1$	-0,057		-0,038		0	-0,038	-0,050			-0,057		
P016	$e_0$	-0,094	-0,079	-0,059		0	-0,059	-0,085	-0,090				-0,093
	$e_1$	-0,097	-0,079	-0,053		0	-0,053	-0,092	-0,096				-0,100
P017	$e_0$	-0,119	-0,102	-0,043		0	-0,043	-0,107	-0,112				-0,119
	$e_1$	-0,118	-0,105	-0,048		0	-0,048	-0,112	-0,119				-0,129
P018	$e_0$	-0,142	-0,110	-0,040		0	-0,040	-0,120	-0,134				-0,149
	$e_1$	-0,154	-0,121	-0,044		0	-0,044	-0,137	-0,152				-0,167
P019	$e_0$	-0,147	-0,080	-0,009		0	-0,009	-0,102	-0,147				-0,182
	$e_1$	-0,166	-0,084	-0,022		0	-0,022	-0,135	-0,191				-0,217

Figure 22 : Coefficients  $e_0$  et  $e_1$  par profil type de consommation pour l'année gazière 2018 – 2019 [28]

La fonction  $f(T_{eff}(J))$ <sup>68</sup> corrige la quantité journalière de consommation selon la température efficace  $T_{eff}$  calculée à partir des données de température mesurées le jour de livraison et les jours précédents :

$$f(T_{eff}(J)) = [\min(T_{eff}(J), T_{seuil}) - \min(T_{ref}(J), T_{seuil})]$$

Où :

- La température efficace  $T_{eff}(J)$  est la température moyenne pondérée des trois dernières journées :  $T_{eff}(J) = 0,64 * T(J) + 0,24 * T(J - 1) + 0,12 * T(J - 2)$ . Les températures  $T(J)$ ,  $T(J - 1)$  et  $T(J - 2)$  sont fournies, pour chaque PITD, par la station météorologique Météo France associée ;
- La température de référence  $T_{ref}(J)$  est la température moyenne, lissée par une transformée de Fourier, des températures journalières sur 30 ans des 31 stations météorologiques de Météo France utilisées pour le profilage, pondérées par les consommations de gaz des PITD rattachés à chacune de ces stations. Elle est donnée pour chaque jour de l'année gazière dans une table publiée par le GTG 2007 ;
- $T_{seuil}$  est une température seuil en dessous de laquelle la fonction de correction thermosensible  $f(T_{eff})$  est activée. La température seuil est déterminée pour chaque station Météo France et varie entre 14,5°C et 18°C.

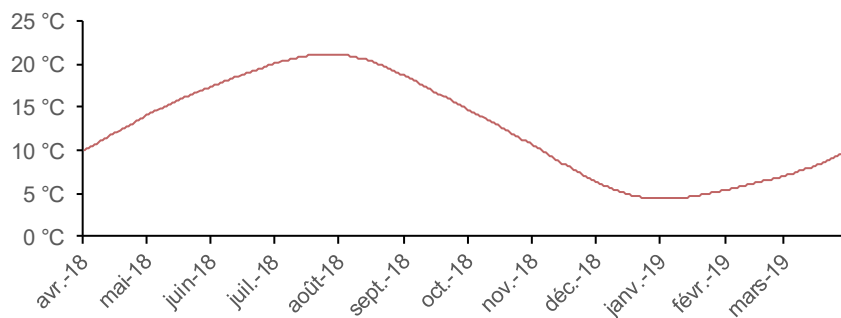


Figure 23 : Chronique de température de référence  $T_{ref}$  utilisée pour l'année gazière 2018 – 2019 [28]

#### Ressources mobilisées pour la construction des profils [27]

La construction et la mise jour annuelle des profils sont réalisées par GRDF au profit de tous les GRD français. Le modèle général actuel avec neuf profils, en place depuis 2006, a impliqué une charge de travail estimé à 3 EPT (statisticiens) pendant 3 ans et requiert la mise à jour des paramètres utilisés et publiés par GTG 2007 tous les ans (2 EPT pendant deux mois par an).

Depuis 2006 GRDF s'appuie sur un échantillon d'un millier de consommateurs représentatifs de la catégorie 6M/6M (essentiel des 12 millions de compteurs), équipés spécialement d'un

---

<sup>68</sup> La formulation de la fonction n'est pas utilisée telle quelle dans les documents du GTG 2007 – cette formulation a été retenue par souci de clarté de lecture.

compteur M/M (mesure d'un index journalier et relève mensuelle). Pour les autres consommateurs (~100'000), les profils journaliers sont directement construits à partir des données relevées sur leurs compteurs (M/M ou J/J).

Le coût de l'équipement de l'échantillon d'un millier de PCE est estimé à 300 €/PCE (équipement du compteur) et 30€/PCE/an (télétransmission GSM), soit un total d'environ 0,6 M€ sur 10 ans.

Le déploiement de Gazpar permet aujourd'hui aux équipes de GRDF de disposer des données mesurées quotidiennement chez un million de consommateurs résidentiels en 2018, sans surcoût.

## **Procédure annuelle d'attribution des profils [27]**

### *Calendrier opérationnel d'attribution*

En tant que principal GRD (~96% du gaz acheminé), GRDF est en charge de la définition du modèle de profilage, ainsi que des règles d'attribution des profils à chaque PCE. Ces règles sont ensuite appliquées par l'ensemble des GRD. La procédure d'attribution est exécutée chaque année pour que chaque PCE se voit attribuer un profil de consommation au 1<sup>er</sup> avril de l'année gazière :

- Entre avril et juin, GRDF reprend les données de l'année gazière précédente pour mettre à jour voire affiner le modèle de profilage. En juin, le modèle de profilage mis à jour est proposé au Comité en charge du profilage au sein du GTG 2007 (GT2) pour consultation.
- Entre juin et septembre, GRDF adapte le modèle de profilage suite aux remarques du GT2. Le modèle de profilage définitif pour l'année suivante est validé par le GTG 2007 en septembre et par la plénière du GTG en décembre.
- Entre septembre et décembre, le modèle de profilage définitif et validé est appliqué par GRDF sur tous les PCE raccordés à son réseau pour le calcul de la CAR et l'attribution d'un profil type de consommation à chaque consommateur.
- Au plus tard en janvier, les GRD communiquent à chaque fournisseur les données de CAR et le profil type attribué à chacun de leurs PCE.
- Entre janvier et mars, chaque fournisseur vérifie la cohérence des données communiquées par les GRD et leur adresse éventuellement les adaptations de CAR ou de profil pour certains PCE.
- Au 1<sup>er</sup> avril au plus tard, chaque PCE doit s'être vu attribuer une CAR et un profil type de consommation pour l'année gazière qui débute.

### *Ressources mobilisées pour l'attribution annuelle des profils [27]*

Mise à jour du modèle de profilage : GRDF, principal contributeur au processus de profilage, dispose de deux statisticiens qui œuvrent à temps plein entre avril et juin pour l'analyse des données de l'année gazière écoulée, et à temps partiel le reste de l'année pour le développement de mises à jour plus structurelles du modèle.

Attribution annuelle des profils : A partir du modèle de profilage validé par le GTG 2007, GRDF est en charge du calcul de la CAR de chaque PCE raccordé à son réseau et de l'attribution des

profils. Pour ce faire, GRDF s'appuie directement sur son outil d'Energy Data Management qui intègre les fonctions d'attribution des profils. La vérification des données en sortie du logiciel et le retraitement des cas particuliers (~10% des PCE<sup>69</sup>) mobilise l'équivalent de 0,5 EPT sur les deux mois de novembre et décembre – en principe, lorsque le calcul de CAR fait apparaître un écart de plus de 50% avec la consommation observée, le cas est retraité individuellement.

Validation des profils : Les calculs réalisés par GRDF pour chaque PCE sont ensuite validés par chaque fournisseur, qui a la charge d'identifier parmi ses clients ceux dont l'estimation de CAR semble incohérente et de soumettre une contre-proposition à GRDF. Ce travail de validation requiert des ressources estimées, pour tous les clients en France, du même ordre que le 0,5 EPT mobilisé chez GRDF pendant deux mois (les ressources nécessaires dépendent de la volumétrie du portefeuille client de chaque fournisseur). Les fournisseurs développent de manière autonome leur méthode et leurs outils de vérification (pas de développement mutualisé d'une solution logicielle).

#### **Retour d'expérience de REGAZ Bordeaux et autres GRD**

REGAZ Bordeaux (~220'000 clients) confirme les estimations réalisées par GRDF et évalue la charge opérationnelle annuelle au moment de l'attribution des profils à environ une semaine de travail pour un opérateur [29].

D'autres GRD concèdent cependant qu'en cas de difficultés avec l'outil informatique (bugs), le retraitement de cas particuliers peut être beaucoup plus important.

#### **Opération quotidienne du profilage**

L'opération quotidienne du profilage pour l'allocation des consommations de chaque client requiert d'avoir à disposition un outil informatique pouvant réaliser ces calculs automatiquement. Si les grandes entreprises de distribution ont développé des modules dédiés intégrés marginalement à leur solution d'Energy Data Management, les plus petites entreprises, ne gérant que quelques centaines à milliers de clients, continuent de réaliser les allocations à partir d'outils basés sur Excel [27] [30] [29].

#### **Précision du modèle de profilage**

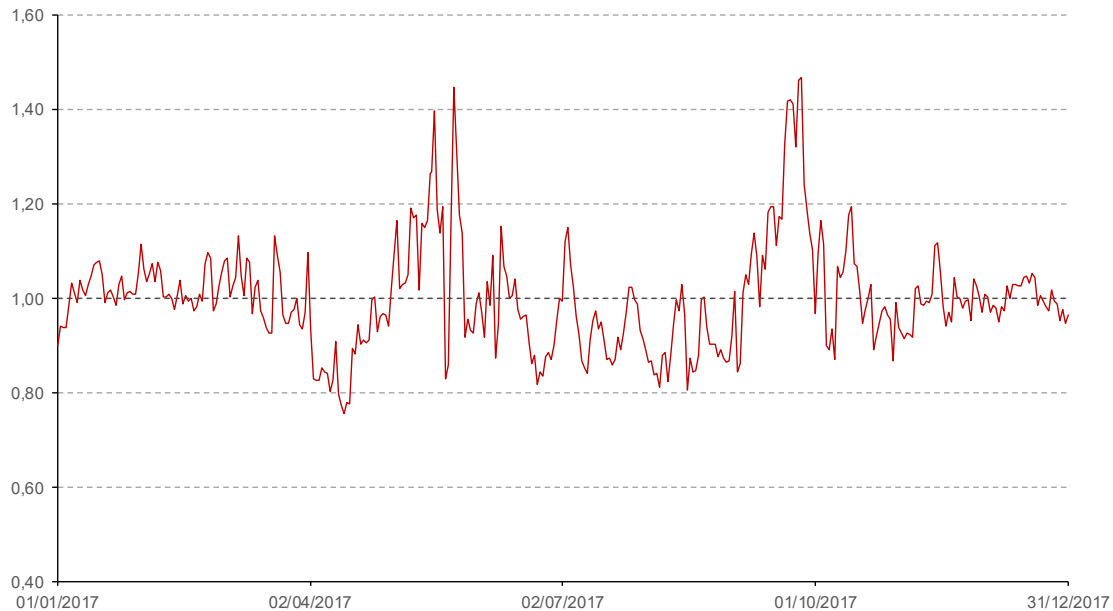
La précision du modèle de profilage peut être estimée à partir du coefficient de bouclage journalier  $k_2$  – défini comme le rapport entre le total des injections sur la zone d'équilibrage et des soutirages des clients télérelevés à pas journalier, sur les soutirages estimés des clients profilés selon le modèle de profilage. Un coefficient  $k_2$  égal à 1 traduit une estimation exacte de la consommation totale des clients profilés<sup>70</sup>, un coefficient  $k_2$  supérieur à 1 (respectivement inférieur à 1) traduit

---

<sup>69</sup> Les cas particuliers reflètent des sites de consommation présentant des irrégularités durant l'année écoulée ou l'année à venir : déménagements des particuliers (~1 million de clients par an), changement d'usage du gaz chez les professionnels, revalorisation de sites industriels impliquant un changement des procédés, etc.

<sup>70</sup> Il ne traduit cependant pas une estimation exacte de la consommation de chaque consommateur individuel : deux erreurs d'estimation sur deux clients différents peuvent se compenser par foisonnement.

une sous-estimation (respectivement une surestimation) de la consommation totale des clients profilés.



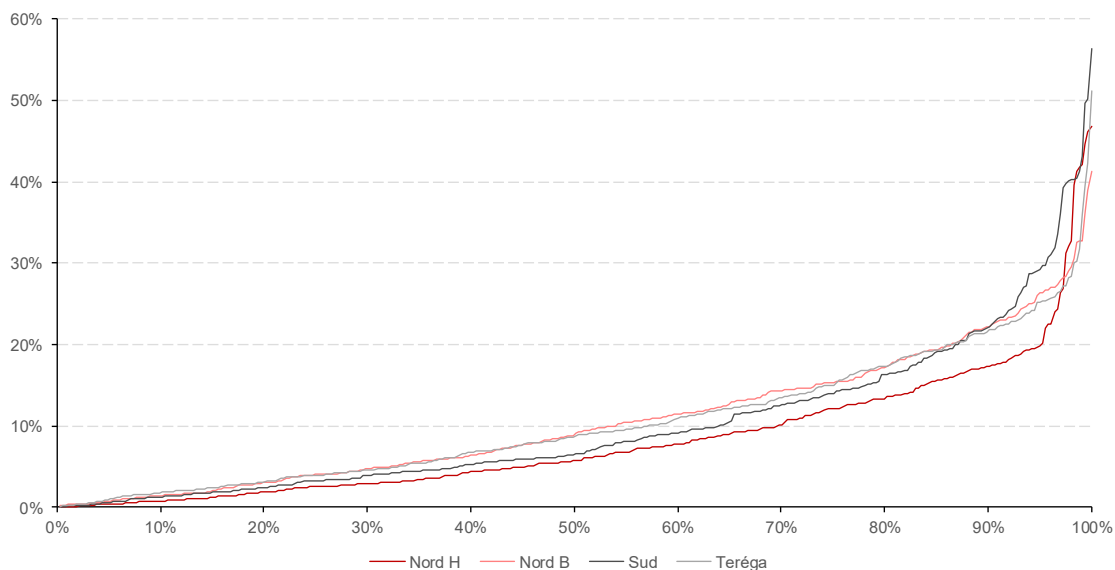
**Figure 24 : Chronique des coefficients  $k_2$  sur la zone d'équilibrage transport Nord H pendant l'année civile 2017 [31]**

Le coefficient  $k_2$  reste globalement dans une plage  $[0,80 ; 1,20]$ , exceptés aux intersaisons printanières et automnales durant lesquelles le modèle de profilage entraîne une sous-estimation des consommations en 2017.

#### **Difficulté de prévision aux intersaisons**

Les imprécisions du modèle de profilage français aux intersaisons sont essentiellement justifiées par la difficulté à anticiper systématiquement le comportement des utilisateurs vis-à-vis de leurs installations de chauffage. A titre d'illustration, au printemps, un utilisateur ayant déjà coupé son installation de chauffage au sortir de l'hiver ne la rallumera pas systématiquement pour couvrir une période de froid ponctuelle. Au contraire, un utilisateur ayant conservé son installation en fonctionnement couvrira ses besoins en chaleur. Le GTG 2007 n'a pas jugé pertinent de complexifier le modèle de profilage pour prendre en compte ses variables comportementales [27].

A partir des chroniques de coefficient  $k_2$ , il est possible d'en déduire la monotone des erreurs de profilage  $e = |k_2 - 1|$ .

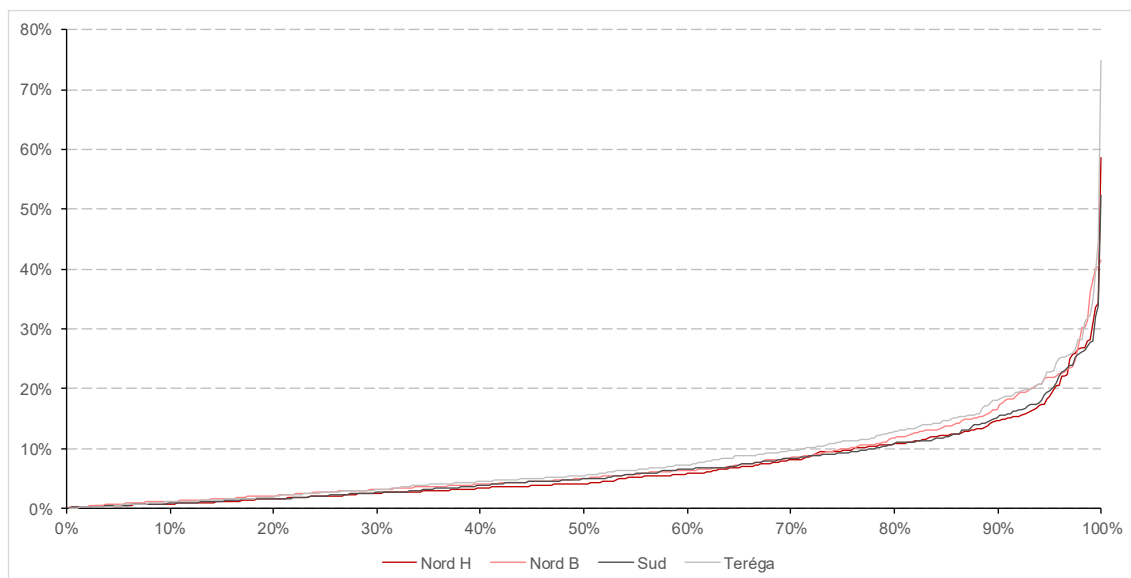


**Figure 25 : Monotone des erreurs de profilage  $e$  sur les 4 zones d'équilibrage transport de France pendant l'année civile 2017 [31]**

Les monotones font apparaître une erreur de profilage inférieure à 20% dans 85% à 95% des cas et une erreur moyenne annuelle<sup>71</sup> de profilage comprise entre 11% et 14%, selon la zone d'équilibrage considérée.

Au moment de leurs nominations pour la journée de livraison  $J$ , les fournisseurs disposent entre autres de l'information de bouclage de la journée gazière  $J - 2$  et peuvent l'exploiter pour anticiper la correction nécessaire du modèle de profilage pour  $J$ . Dès lors, l'erreur de profilage peut être estimée par l'écart entre les coefficients de bouclage en  $J$  et en  $J - 2$  :  $\Delta = |k_2(J) - k_2(J - 2)|$ .

<sup>71</sup> Définie comme l'écart-type des erreurs journalières par rapport à 0,  $\sigma = \sqrt{\frac{1}{365} * \sum_{j=1}^{365} [k_2(j) - 1]^2}$



**Figure 26 : Monotone des écarts  $\Delta = |k_2(J) - k_2(J - 2)|$  sur les 4 zones d'équilibrage transport de France pendant l'année civile 2017 [31]**

Les monotones des écarts  $\Delta$  font apparaître une erreur de profilage après bouclage de  $J - 2$  inférieure à 20% dans plus de 93% des cas, et une erreur annuelle<sup>72</sup> inférieure à 11%. Le calcul et la communication journalière du bouclage permet donc une amélioration du modèle de profilage.

	Erreur annuelle moyenne de profilage : $e =  k_2 - 1 $	Erreur annuelle moyenne de profilage bouclé : $\Delta =  k_2(J) - k_2(J - 2) $
Nord H	11,4%	9,5%
Nord B	13,3%	10,3%
Sud	13,9%	9,5%
Teréga	13,2%	11,3%

**Tableau 6 : Synthèse des erreurs de profilage pendant l'année 2017 en France [31]**

#### 2.4.7 Déploiement de compteurs communicants (« Gazpar ») en France

##### Cadre réglementaire et calendrier de déploiement

Le déploiement généralisé de compteurs communicants dans le secteur du gaz en France s'inscrit dans le cadre des directives européennes 2009/72/CE, 2009/73/CE (règles commune pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel) et 2012/27/UE (directive relative à

<sup>72</sup> Définie comme l'écart-type des écarts de bouclage entre  $J$  et  $J - 2$  par rapport à 0,

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{365} * \sum_{j=1}^{365} |k_2(j) - 1k_{2(j-2)}|^2}$$



l'efficacité énergétique), transposées en France dans les articles L.341-4 et L.453-7 du code de l'énergie :

- *L341-4 : « Les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité mettent en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée. La structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée. »*
- *L453-7 : « Les transporteurs et les distributeurs mettent en place des dispositifs de comptage interopérables qui favorisent la participation active des consommateurs. Les projets de mise en œuvre de tels dispositifs de comptage font l'objet d'une approbation préalable par les ministres chargés respectivement de l'énergie et de la consommation, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie fondée sur une évaluation économique et technique des coûts et bénéfices pour le marché et pour les consommateurs du déploiement des différents dispositifs. »*

Le déploiement généralisé du comptage intelligent pour le gaz a été engagé par décision ministérielle du 23 septembre 2014.

Depuis l'installation des premiers compteurs communicants de gaz, dénommés « Gazpar », en mars 2016, GRDF a atteint 815'000 de compteurs installés à la fin 2017. Le distributeur cible 2,2 millions de compteurs installés fin 2018 et un déploiement total à la fin 2022, avec environ 11 millions de compteurs déployés. Les autres GRD (acheminant au total 4% de la consommation nationale) sont appelés à conduire un déploiement similaire de compteurs communicants aux mêmes spécifications : REGAZ Bordeaux et GEG se sont vus approuver leurs plans de déploiement par la CRE, et R-GS devrait annoncer prochainement le sien.

### **Objectifs visés par le déploiement généralisé de compteurs communicants**

Les objectifs visés et les fonctionnalités attendues du système de comptage communicant sont explicités par la CRE dans sa délibération de 2009 [32] :

- Amélioration du fonctionnement du marché du gaz : Mise à disposition de la consommation réelle à périodicité mensuelle, modifications contractuelles sur la base d'index mesurés, affichage sur le compteur d'un niveau indicatif de consommation en kWh ;
- Développement de nouveaux services visant à la maîtrise de l'énergie : Mise en place sur le compteur d'une interface de connexion permettant la mise à disposition locale de l'index de consommation et le branchement de boîtiers énergie, augmentation ponctuelle de la fréquence de relève ou du pas de mesure ;
- Amélioration de la performance des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz : Maîtrise des tarifs d'accès aux réseaux, Mesure de la qualité de services rendus aux consommateurs et aux fournisseurs

## Spécifications techniques

L'infrastructure de comptage évolué déployée par GRDF s'appuie sur une architecture standard comprenant [27] [33] :

- Chez chaque consommateur, un compteur équipé d'un émetteur radio (« Gazpar »). Le compteur est dimensionné pour mesurer quotidiennement la consommation volumique du PCE pendant 20 ans sans changement de batterie. Il n'est cependant pas équipé de système de commande à distance de la consommation (électrovanne ou autre). Il n'est pas non plus équipé de correcteurs de température ou de pression ;
- Un réseau de ~15'000 concentrateurs locaux recevant les données individuelles d'un groupe de compteurs (1 concentrateur pour 800 compteurs) et les transmettant à des antennes relais GPRS. Les données d'un compteur sont remontées au système d'information central par les concentrateurs tous les deux à trois jours. Les concentrateurs sont bidirectionnels dans l'éventualité d'une évolution technique des compteurs pour l'accueil d'une fonctionnalité de commande à distance. ;
- Un réseau GPRS centralisant l'ensemble des données transmises au *head-end* connecté au système information (Metering Data Management System – MDMS).

Sur sa zone de desserte, REGAZ Bordeaux s'appuie sur les mêmes spécifications [29].

## Cas économique

L'étude technico-économique conduite par la CRE en 2011 [34] mise à jour en 2013 [33] a évalué le coût d'investissement de l'ordre du milliard d'euro supporté par les GRD, soit environ 85 € par compteur<sup>73</sup>.

---

<sup>73</sup> Hypothèse retenue dans l'étude pour la CRE [32] : 12,2 millions de compteurs déployés

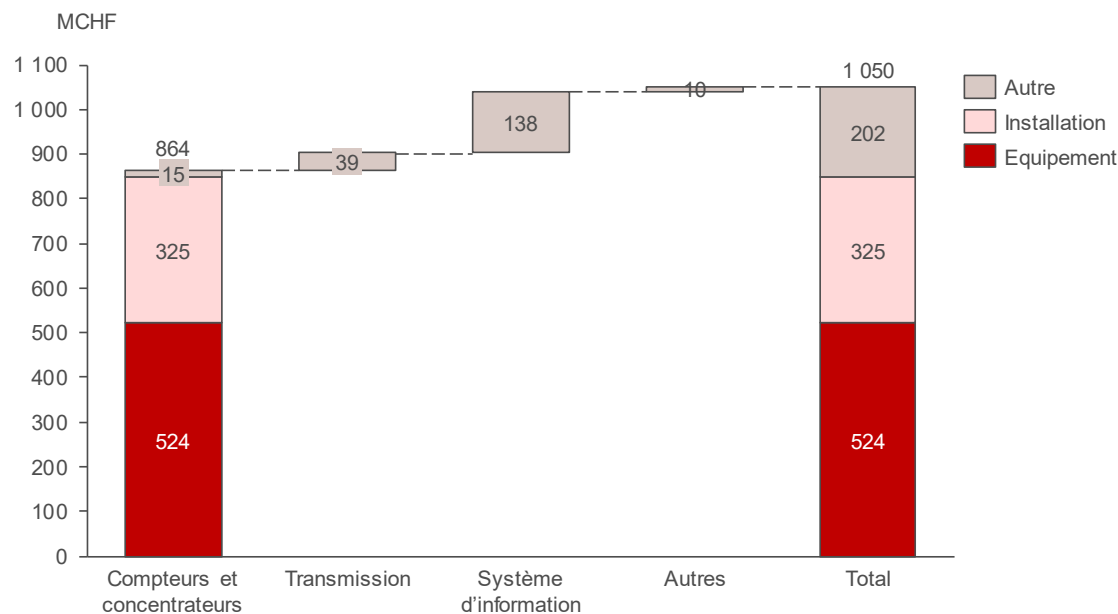


Figure 27 : Investissement total ramené au coût unitaire par compteur (non actualisé) estimé par la CRE [33]

Les résultats de l'étude technico-économique concluent qu'un tel investissement (à réduire de 371 M€ liés aux investissements évités de remplacement des anciens compteurs en fin de vie par des compteurs classiques) se justifierait sur trois leviers principaux :

- L'exploitation de compteurs télérelevés est évaluée à ~300 M€, contre ~500 M€ pour des compteurs traditionnels – les économies tenant essentiellement du fait de la fin des relèves physiques pour le GRD ;
- Le système gazier serait globalement optimisé (optimisation de ~150 M€), essentiellement du fait que le client n'aurait plus besoin d'être présent lors des contrôles et des relèves (économie de ~115 M€ estimés comme la perte de revenu des clients bloqués chez eux). D'autres bénéfices sont identifiés pour les fournisseurs (meilleure visibilité sur les coûts, gestion des réclamations, relèves spéciales). Les bénéfices directement liés à l'équilibrage du système sont limités à quelques millions d'euro liés à une meilleure précision des profils de charge et une réduction des pertes et différences ;
- La mise à disposition de données de consommation quotidienne devrait permettre le développement de services de management de la demande énergétique (MDE) aboutissant à une baisse de 1,5% de la consommation des clients ciblés, estimée à partir des observations faites au Royaume Uni et d'entretiens avec des fournisseurs et des prestataires de service. Le développement d'un marché de la MDE, qui devrait selon la CRE, permettre un bénéfice estimé à ~1'150 millions d'euro<sup>74</sup>, est l'élément décisif pour

<sup>74</sup> Il convient de noter que dans la version de 2011 de l'étude technico-économique [33], ces bénéfices étaient estimés à ~300 millions d'euro, avec une réserve appuyée des auteurs de l'étude sur « l'existence d'un modèle économique permettant le développement de service à valeur ajoutée » pour le MDE.

justifier la pertinence économique du déploiement des compteurs communicants en France.

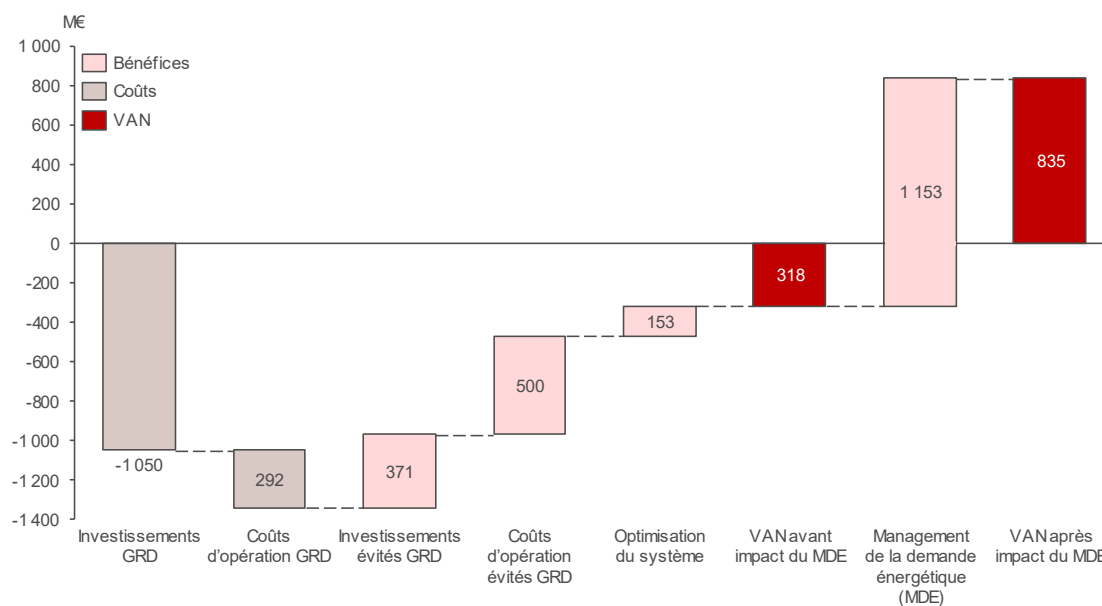


Figure 28 : Estimation de la VAN<sup>75</sup> du déploiement généralisé de compteurs intelligents de gaz en France par la CRE [34] [33]

### Application du comptage communicant à l'équilibrage [27]

Le comptage communicant en France pour le gaz n'a pas vocation à remplacer la méthode de profilage actuellement utilisée pour l'allocation et l'équilibrage journaliers du système gazier français, ceci même après que le déploiement soit généralisé.

Principalement pour des raisons de sécurité et de redondance des informations, la procédure de transmission des données quotidiennes de chaque compteur, des concentrateurs vers le système d'information central, prend entre deux et trois jours. Une adaptation des protocoles et éventuellement une adaptation de l'infrastructure de communication seraient requises pour permettre une transmission quotidienne en J+1 des données de consommation en J de chaque PCE équipé d'un compteur communicant.

Au-delà de la faisabilité technique, GRDF relève que l'application du comptage communicant à la place des profils pourrait complexifier la procédure de nomination pour les fournisseurs. Ceux-ci s'appuient aujourd'hui sur les profils types de consommation développés par GRDF pour programmer leur injection journalière – la disparition complète des profils contraindrait les fournisseurs à développer leurs propres outils de prévision.

<sup>75</sup> Pas d'information disponible sur le taux d'actualisation utilisé ni sur la durée considérée

Pour autant, le comptage intelligent peut permettre une amélioration du système de profilage, à deux niveaux identifiés par GRDF<sup>76</sup> :

- La mise à disposition massive des données issues des compteurs communicants Gazpar en cours de déploiement en France (données quotidiennes mesurées chez un million de clients résidentiels en 2018) permet à GRDF de revoir son modèle de profilage. GRDF a choisi de ne pas mettre à jour le modèle de profilage pour l'année 2019 – 2020 (le modèle en vigueur pour 2018 – 2019 est reconduit), pour se consacrer à une refonte du modèle de profilage en utilisant les données de Gazpar. En particulier, le nombre de profils pour les clients résidentiels (deux aujourd'hui) devrait augmenter à trois ou quatre<sup>77</sup>.
- A terme, GRDF envisage de faire évoluer structurellement la procédure de profilage vers une approche dynamique selon lequel chaque zone de distribution (exemple : chaque PITD) disposerait d'un échantillon de PCE relevés quotidiennement (1 – 5% de l'ensemble des PCE) dont les données seraient extrapolées pour estimer la consommation individuelle de chaque PCE. Cette solution est actuellement testée par ENEDIS sur le réseau de distribution électrique à partir des données du compteur Linky.

Par ailleurs, la CRE [35] estime que les données télérelevées des compteurs communicants permettent de réduire fortement les écarts résiduels des comptes d'écart distribution et de limiter les délais de recouvrement de ces écarts.

#### **REGAZ Bordeaux envisagerait à terme de ne plus profiler ses clients équipés de compteurs communicants**

Sur sa zone de desserte, REGAZ Bordeaux a choisi de dimensionner son infrastructure de transmission des données de consommation de manière à pouvoir relever tous les compteurs quotidiennement. L'entreprise envisage par conséquent utiliser ces données de relève journalière pour réaliser les allocations des clients équipés – ce projet, s'il est envisagé, ne fait pas à l'heure actuelle de développements.

REGAZ Bordeaux précise par ailleurs qu'il ne pourra probablement pas abandonner complètement le profilage, même à l'issue du déploiement complet des compteurs, dans la mesure où certains clients resteront équipés de compteurs classiques (le déploiement ne devrait concerner que 95% des clients) [29].

## 2.5 Italie

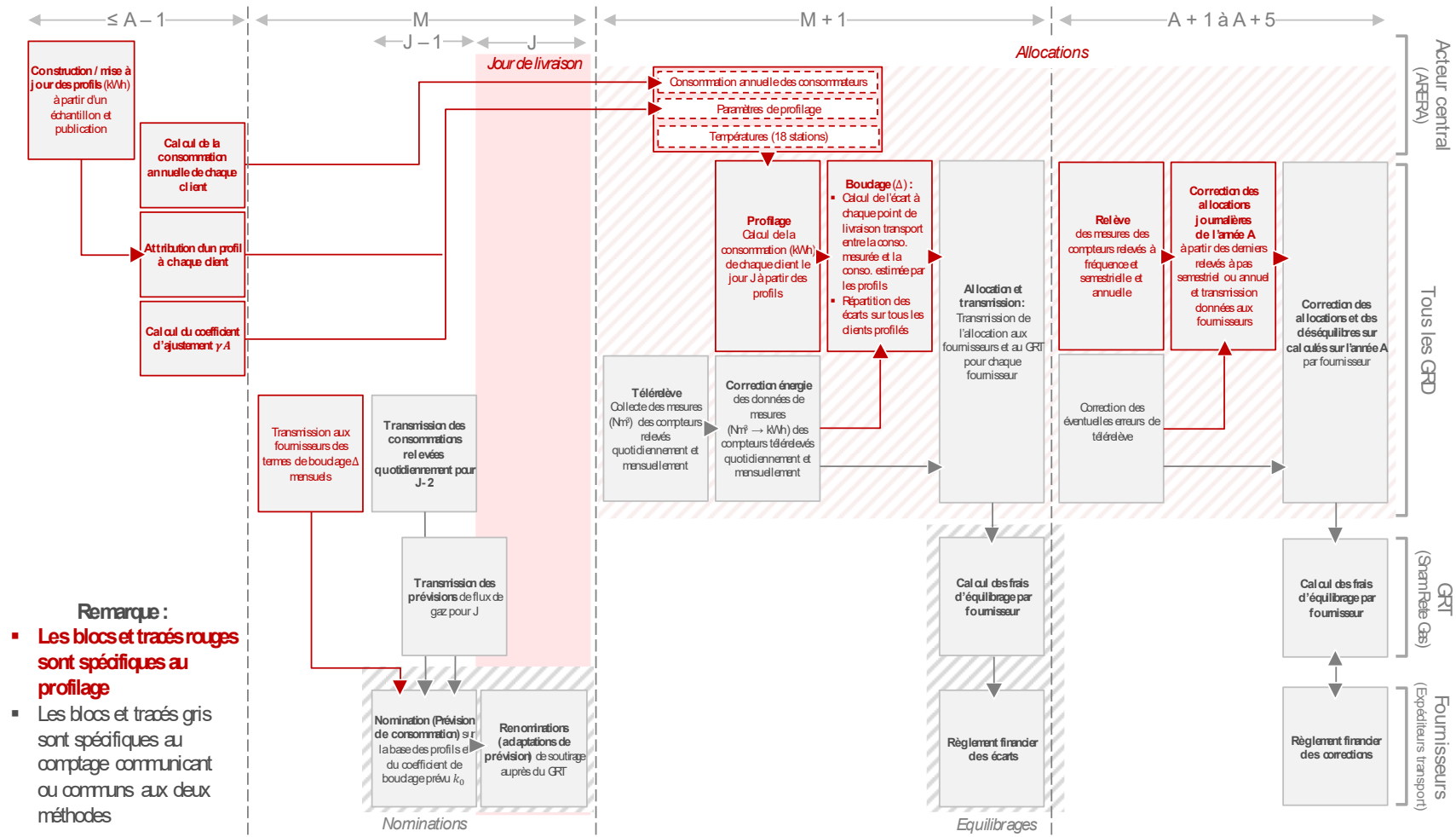
### 2.5.1 Résumé

<sup>76</sup> Les gains liés à l'amélioration du profilage grâce au comptage communicant (diminution du coefficient de bouclage) ont été estimés par la CRE à 5 M€ [32]

<sup>77</sup> Il convient cependant de noter que la multiplication des modèles fait peser un risque de surcoût pour les GRD et les fournisseurs au moment de leur attribution à chaque consommateur : avec plus de profils, le taux de changement de profils à chaque nouvelle attribution augmentera, augmentant *de facto* les coûts administratifs des fournisseurs.

- Le système gazier italien s'organise autour d'un responsable unique, Snam Rete Gas (gestionnaire de réseau de transport majoritaire), et de 226 gestionnaires de distribution dont les deux plus grands (Italgas et 2i Rete gas) exploitent environ 50% du réseau de distribution, le reste étant majoritairement exploité par des GRD de moins de 50'000 clients.
- Le modèle d'équilibrage est défini par le régulateur (ARERA) et le responsable de zone marché (Snam Rete Gas). En particulier le règlement des déséquilibres est réalisé le mois suivant le mois de livraison, à un pas journalier.
- Parmi les ~23 millions de clients, tous ceux qui ne sont pas équipés de compteurs à mesure journalière et relève au moins mensuelle se voient attribuer un profil de charge standard.
- L'équilibrage et l'allocation s'appuient soit sur les quantités relevées par les GRD (pour les clients consommant plus de 600 MWh/an et les clients équipés de compteurs communicants), soit sur l'application des profils. Par conséquent, tous les clients équipés d'un compteur communicant ne se voient pas attribuer de profil.
- Le modèle de profilage a été développé par l'ARERA en 2006 et est appliqué par tous les GRD. 11 profils ont été construits selon l'usage fait du gaz, le type de client (particulier ou professionnel) et la zone climatique. Les quantités journalières allouées à un client profilé sont calculées à partir d'une formule de profilage paramétrée (les paramètres sont mis à jour tous les ans) et variabilisée par la température. L'écart entre quantités allouées et quantités effectivement mesurées est corrigé chaque mois (coefficient  $\Delta$ ).
- En 2006, l'Italie a pris la décision d'un déploiement généralisé de compteurs communicants sur les zones de desserte des GRD ayant plus de 200'000 clients, et d'un déploiement partiel pour les plus petits GRD. A terme, 50% des compteurs en Italie devrait être communicant et permettre l'abandon des profils pour ces clients.

### 2.5.2 Aperçu synthétique du système d'équilibrage en Italie



- Remarque :**
- Les blocs et tracés rouges sont spécifiques au profilage
  - Les blocs et tracés gris sont spécifiques au comptage communicant ou communs aux deux méthodes

### 2.5.3 Caractérisation du système gazier en Italie

En 2016 la consommation de gaz en Italie a atteint un total de 709 TWh annuels<sup>78</sup>, dont 40% concernent les clients résidentiels et commerciaux, 33% les producteurs d'électricité, 23% les industriels et 4% les pertes [36]. L'Italie compte environ 23 millions de sites de consommation [37] [38].

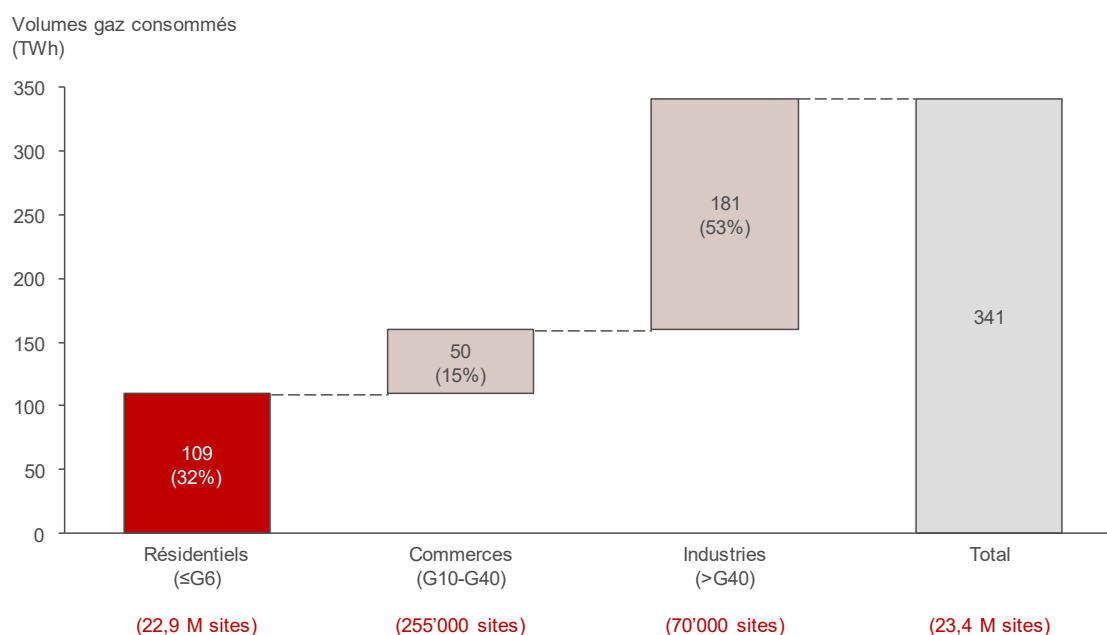


Figure 29 : Répartition de la consommation par taille du consommateur (Italie, 2016) [38]

Le système gazier italien se caractérise par :

- Un réseau de transport opéré par 12 gestionnaires de réseau de transport (3 gestionnaires nationaux et 9 gestionnaires régionaux) – dont Snam Rete Gas exploite plus de 90%
- Un réseau de distribution exploité par 226 gestionnaires de distribution locaux, dont Italgas (6 millions de clients) et 2i Rete Gas (4 millions de clients) couvrent 50% de l'acheminement. Huit GRD ont plus de 500'000 clients et 196 GRD en ont moins de 50'000 [38] ;
- Une zone de marché unique, MGAS, gérée par Gestore Mercati Energetici (GME) où tous les échanges et transactions sont effectués quotidiennement au travers d'un point d'échange virtuel (Punto di Scambio Virtuale) opéré par Snam Rete Gas ;
- L'ensemble du système est régulé par l'ARERA (Autorità de Regolazione per Energia Reti e Ambiente), organisme indépendant en charge du réseau de gaz, d'électricité et d'eau. Au travers de documents de référence (*Testo Integrato*), l'ARERA nomme les

<sup>78</sup> Conversion à partir d'un pouvoir calorifique supérieur à 11 kWh/Nm<sup>3</sup>



acteurs responsables (exemple : Snam Rete Gas nommé responsable d'équilibrage) ainsi que les normes réglementaires de l'équilibrage du gaz naturel.

En 2016, l'ARERA a inventorié près de 400 fournisseurs actifs (dont près de 40 nouveaux entrants durant 2016), parmi lesquelles les trois principaux (Eni, Edison et Enel) détiennent 45% du marché de détail.

Le taux de changement<sup>79</sup> de fournisseur sur le marché de détail italien a atteint 6,5% en 2016, taux qui s'établit à 6,1% pour les seuls clients résidentiels [37].

#### 2.5.4 Fondamentaux du système d'équilibrage en Italie

##### **Cadre réglementaire et lignes directrices**

A l'instar des autres membres de l'Union européenne, le cadre et les lignes directrices sont fixées par les règlements (UE) N° 312/2014 et 2015/703.

Au niveau national :

- Lors de la libéralisation du marché, le décret législatif n°164/00 a été rédigé afin d'introduire les règles qui définissent les méthodes et le calendrier du processus d'ouverture du marché. Il identifie notamment les rôles des différents secteurs du système gazier tels que l'importation, la production, le transport et l'expédition, le stockage, la distribution et la vente ;
- L'ARERA définit plus précisément le cadre légal et les acteurs clés du système. Ces normes sont reprises dans le Code du Réseau de Snam Rete Gas (*Codice di Rete* [39]) qui présente le système gazier et son fonctionnement dans son ensemble.

##### **Rôle des acteurs**

Le rôle des acteurs est défini dans [40] [41] :

- Le Gestionnaire de Réseau de Transport majoritaire, (aujourd'hui Snam Rete Gas) est désigné par l'ARERA comme seul Responsable d'Équilibrage (Responsabile di Bilanciamento), ci-après RB. Le RB est en charge de réaliser les bilans des sessions d'équilibrage et d'ajustement et est en charge de rapporter tout dysfonctionnement ou anomalie dans les procédures à l'ARERA.
- Les Gestionnaires de Réseau de Distribution (*Impresa di Distribuzione*), ci-après le GRD, sont responsables de la relève des compteurs, de l'attribution des profils aux clients finaux sur leur zone de desserte, et du calcul journalier des quantités soutirées par les clients profilés à partir des profils standards.
- Les utilisateurs d'équilibre (*Utenti di Bilanciamento*, assimilés aux responsables de groupe-bilan), ci-après UdB sont responsables d'équilibrer, lors des nominations, les

---

<sup>79</sup> Exprimé en proportion des clients qui ont changé de fournisseur durant l'année

quantités injectées sur le réseau de transport par les fournisseurs qu'ils représentent et les quantités soutirées par leurs consommateurs.

- Les utilisateurs de distribution (*Utente di Distribuzione*, assimilés aux fournisseurs) ci-après UdD, sont les acteurs qui ont le droit d'introduire et de retirer du gaz naturel pour la fourniture des clients finaux ou pour leur propre usage. Les UdD représentent usuellement les fournisseurs.

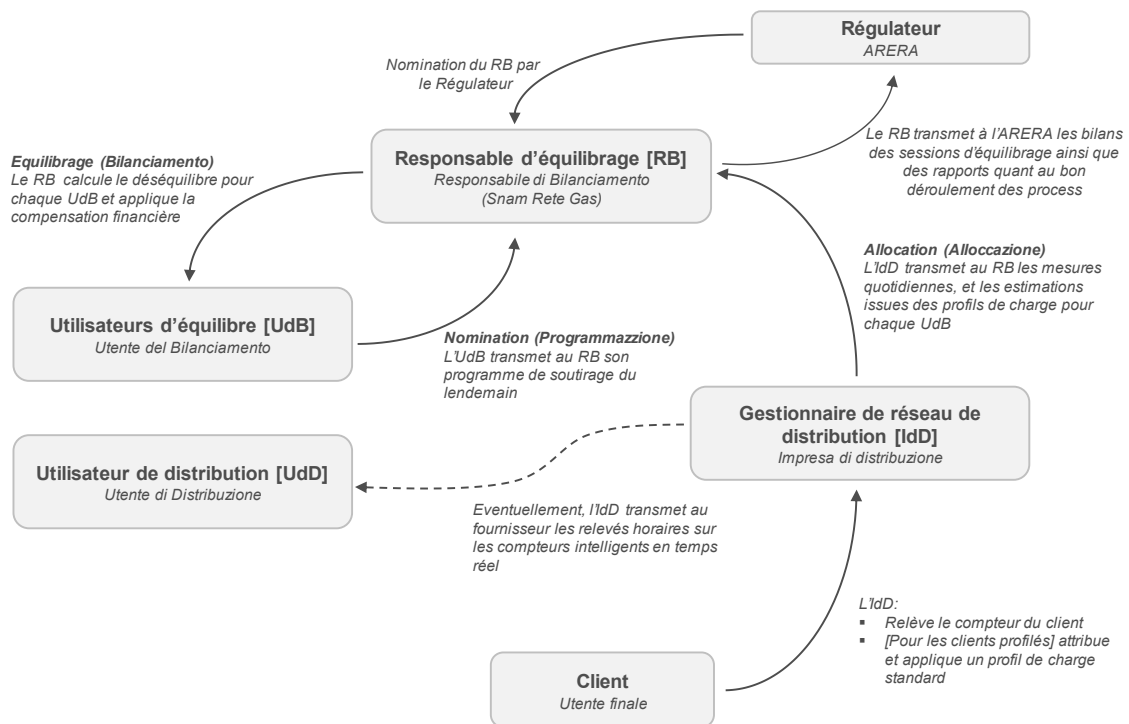


Figure 30 Fonctionnement général et interaction des acteurs membres du système gazier italien

### Catégorisation des clients

Les clients gaz peuvent être différenciés en trois catégories :

- Les clients industriels qui consomment plus de 600 MWh/an<sup>80</sup> sont équipés de compteurs à mesure horaire et télérelevés tous les jours. L'allocation de ces clients est fondée sur les données de consommation télérelevées ;
- Pour les petits clients qui se sont vus équipés d'un compteur communicant par leur GRD dans le cadre du déploiement généralisé voulu par l'ARERA, l'allocation est réalisée à partir des données des compteurs communicants. L'ARERA cible qu'environ 11 millions de clients (soit 50% des clients des GRD ayant plus de 200'000 clients) soit dans ce cas de figure à la fin 2018 [42];
- Les petits clients qui ne sont pas équipés de compteurs communicants sont profilés. Ces clients représentent actuellement plus de la moitié des petits clients en Italie.

<sup>80</sup> Clients avec un débit nominal de 16 Nm<sup>3</sup>/h ou plus

### 2.5.5 Procédure d'équilibrage en Italie

Conformément au cadre européen, l'équilibrage du système gazier italien se structure en quatre procédures [39] [41] :

- La procédure de nomination (Programmazione), qui débute chaque veille du jour de livraison, durant laquelle les UdB annoncent au RB les quantités soutirées par leurs clients le jour de livraison. La procédure de nomination débute la veille du jour de livraison et s'étend jusque durant la journée de livraison (renominations) ;
- La procédure d'allocation (Allocazione), le mois suivant le mois de livraison, durant laquelle les le GRD communiquent au RB les quantités soutirées sur leur réseau par chaque UdB (en s'appuyant soit sur les quantités relevées soit par une méthode de profilage) pour chaque jour du mois de livraison ;
- La procédure d'équilibrage (Bilanciamento), chaque mois suivant le mois de livraison, durant laquelle le RB, à partir des données remontées par les le GRD et des nominations réalisées de chaque jour du mois de livraison établissent les écarts quotidiens de chaque UdB et leur adresse des frais de compensation (corrispetivi per il bilanciamento) ;
- La procédure d'ajustement (Aggiustamento), à partir de l'année suivant l'année de livraison, durant laquelle les éventuels écarts (erreurs de mesure, pertes non techniques, etc.) sont corrigés.

#### **Procédure de nomination (Programmazione)**

La procédure de nomination est largement déterminée par le Network Code européen [4], qui définit deux cycles (voir Annexe 7.20) :

- Le cycle de nomination (la veille J-1 du jour de livraison) : les utilisateurs du réseau ont l'obligation d'annoncer leurs flux de gaz pour le jour de livraison J avant 13h, puis les responsables d'équilibre ont l'obligation d'envoyer la confirmation des quantités nominées avant 15h ;
- Le cycle de renomination, dès 15h en J-1 et jusqu'à 3h le jour de livraison J : à chaque heure H, un cycle de renomination est engagé durant lequel chaque utilisateur du réseau a la possibilité de modifier son programme à partir de H+2, le responsable de zone marché devant d'envoyer la confirmation des quantités renominées avant H+2.

#### **Procédure d'allocation (Allocazione)**

L'allocation est réalisée à une fréquence mensuelle, chaque 16<sup>ème</sup> jour du mois  $M + 1$  suivant le mois de livraison.

- Pour tous les consommateurs équipés d'un compteur communicant, les GRD collectent les données mesurées à un pas journalier et les communiquent au RB ;
- Tous les autres consommateurs se sont vu attribuer un profil standard de charge (*Profilo di Prelievo Standard*), à partir duquel les GRD sont en mesure d'estimer une chronique journalière de consommation durant le mois  $M$  pour chaque consommateur. Chaque GRD transmet ensuite au RB les chroniques de consommation pour chaque UdB actif sur sa zone de desserte.

Au 28<sup>ème</sup> jour de chaque mois  $M + 1$ , le RB est en mesure de déterminer les quantités allouées à chaque UdB en lui attribuant pour chaque jour  $J$  du mois  $M$  les quantités consommées par ses clients selon les allocations réalisées par les GRD :

$$P_{UdB,J} = \sum_{REMI} P_{REMI,UdB,J} + CD_{REMI,UdB,J}$$

Où :

- $P_{UdB,J}$  sont les consommations allouées chaque jour à chaque UdB, calculées à partir des quantités :
- $P_{REMI,UdB,J}$  (soutirées au niveau des réseaux de distribution) et calculées à chaque point de livraison  $REMI$  du réseau de transport ;
- $CD_{REMI,UdB,J}$  (soutirées au niveau des réseaux de transport) calculées à chaque point de livraison  $REMI$  du réseau de transport.

La quantité  $P_{REMI,UdB,J}$  est calculée comme la somme des quantités soutirées par les clients de l'UdB, équipés d'un compteur communicant, respectivement relevés à pas mensuel ou supérieur :

- La quantité  $GR_{UdB,J}$  soutirée par les clients équipés d'un compteur communicant est déterminée à partir des relevés mensuels de consommation journalière corrigés.
- La quantité  $MR_{UdB,J}$  soutirée par les clients relevés mensuellement est calculée à partir des consommations journalières estimées par les profils qui leur sont attribués et des relevés mensuels, puis corrigés.
- La quantité  $YR_{UdB,J}$  soutirée par les clients relevés à un pas supérieur (semestre ou année) est calculée à partir des consommations journalières estimées par les profils qui leur sont attribués, puis corrigés.

$$P_{REMI,UdB,J} = (GR_{UdB,J} + MR_{UdB,J} + YR_{UdB,J})_{REMI}$$

*Calcul des termes de consommation corrigés des clients non profilés ( $GR_{UdB,J}$ )*

$$GR_{UdB,J} = G_{UdB,J} * (1 + \gamma A)$$

Où :

- $G_{UdB,J} = \sum_{UdD} G_{UdD,UdB,J}$  est la quantité totale de gaz soutirée le jour  $J$  par les consommateurs de l'UdB mesurés à pas quotidien et relevés à pas mensuel, sur le réseau de distribution de chaque GRD ;
- Le facteur de correction  $\gamma A$  est calculé lors de la session d'ajustement annuelle précédente (voir « procédure d'ajustement »).

*Calcul des termes de consommation corrigées des clients profilés ( $MR_{UdB,J}$  et  $YR_{UdB,J}$ )*

Les consommations corrigées des clients profilés d'un  $UdB$  le jour  $J$  sont calculées à partir des données mensuelles issues des profils et des relèves disponibles, fournies par le GRD pour chaque  $UdD$  et selon chaque profil  $P$  :

$$\begin{cases} MR_{UdB} = \sum_{UdD,P} MR_{UdD,UdB,P} \text{ (clients profilés relevés mensuellement)} \\ YR_{UdB} = \sum_{UdD,P} YR_{UdD,UdB,P} \text{ (clients profilés relevés tous les 6 mois ou 1 an)} \end{cases}$$

Le calcul des termes de consommation corrigés des clients profilés diffère selon la période de l'année.

En période hivernale (défini en fonction de la zone climatique), seules les consommations des clients profilés relevés tous les 6 mois à 1 an sont corrigées du terme de bouclage  $\Delta$  (voir définition ci-après) :

$$\begin{cases} MR_{UdD,UdB,P} = M_{UdD,UdB,P} * (1 + \gamma A) \\ YR_{UdD,UdB,P} = Y_{UdD,UdB,P} * (1 + \gamma A) + \Delta * \frac{Y_{UdD,UdB,P}}{\sum_{UdD,P} Y_{UdD,UdB,P}} \end{cases}$$

En période estivale (s'opposant à la période hivernale) toutes les consommations des clients profilés sont corrigées du terme de bouclage  $\Delta$  (voir définition ci-après) :

$$\begin{cases} MR_{UdD,UdB,P} = M_{UdD,UdB,P} * (1 + \gamma A) + \Delta * \frac{M_{UdD,UdB,P}}{\sum_{UdD,P} M_{UdD,UdB,P} + Y_{UdD,UdB,P}} \\ YR_{UdD,UdB,P} = Y_{UdD,UdB,P} * (1 + \gamma A) + \Delta * \frac{Y_{UdD,UdB,P,J}}{\sum_{UdD,P} M_{UdD,UdB,P} + Y_{UdD,UdB,P}} \end{cases}$$

Les consommations journalières des clients profilés relevés mensuellement sont calculées à partir du profil attribué et des consommations relevées ; tandis que les consommations journalières des clients profilés relevés tous les 6 mois ou 1 an sont uniquement calculées à partir des profils :

$$\begin{cases} M_{UdD,UdB,P} = \sum_{clients} Q_{mes,client} * \frac{\sum_{J \in M} p_{P,J}^{\%}}{\sum_{J \in T_{client}} p_{P,J}^{\%}} \\ Y_{UdD,UdB,P,J} = \sum_{clients} CA_{client} * \sum_{J \in M} p_{P,J}^{\%} \end{cases}$$

Où les termes  $p_{P,J}^{\%}$  sont les consommations journalières normalisées du profil standard  $P$  pour le jour  $J$  (voir « Caractérisation des profils »),  $M$  est le mois d'équilibrage,  $T_{client}$  est la période couverte par la mesure de la quantité  $Q_{mes,client}$  pour les clients relevés mensuellement et  $CA_{client}$  est la quantité annuelle de référence du client pour les clients relevés tous les 6 mois ou 1 an.

#### Terme de bouclage $\Delta$

Le terme de bouclage  $\Delta$  calculé mensuellement pour chaque REMI est défini comme :

$$\Delta = \sum_J IN_J - (1 + \gamma A) * \left( \sum_{J,UdD} G_{J,UdD} + \sum_{UdD,P} (M_{UdD,P} + Y_{UdD,P}) \right)$$

Avec :

- $IN_J$  est la quantité de gaz injectée le jour  $J$  sur le réseau de distribution en aval du REMI ;
- $\gamma A$  est le facteur de correction défini lors de la session d'ajustement ;
- $G_{J,UdD}$  est la quantité de gaz soutirée le jour  $J$  par les consommateurs du fournisseur  $UdD$  mesurés à pas quotidien et relevés à pas mensuel ;
- $M_{UdD,P}$  est la somme, sur le mois  $M$  et pour un fournisseur  $UdD$ , des quantités soutirées par les consommateurs mesurés mensuellement et attribués au profil  $P$  ;
- $Y_{UdD,P}$  est la somme, sur le mois  $M$  et pour un fournisseur  $UdD$ , des quantités soutirées par les consommateurs mesurés à pas semestriel et annuel et attribués au profil  $P$ .

### Session d'équilibrage (Bilanciamento)

#### Compensation des déséquilibres (corrispetivi per il bilanciamento)

A partir des données de consommation allouées chaque jour  $J$  du mois  $M$  pour tous les  $UdB$ , le RB est en mesure d'en déduire le déséquilibre journalier  $DS_J$  de chaque  $UdB$  entre quantités nominées chaque jour par l'UdB et quantités qui lui ont été allouées chaque jour.

Le déséquilibre d'un  $UdB$  est compensé par le rachat (respectivement la vente) du volume d'écart pour un montant total  $C_{SB}$  déterminé comme :

$$\begin{cases} \text{Si } DS_J > 0, \text{ achat pour un montant } C_{SB,J} = |DS_J| * \max(P_{TSO,J}^b; P_{MPL,J} + SA) \\ \text{Si } DS_J < 0, \text{ vente pour un montant } C_{SB,J} = |DS_J| * \min(P_{TSO,J}^s; P_{MPL,J} - SA) \end{cases}$$

Avec :

- $P_{TSO,J}^b$  (respectivement  $P_{TSO,J}^s$ ) est le prix maximal (respectivement minimal) journalier atteint le jour  $J$  sur le marché d'équilibrage MPL ;
- $P_{MPL,J}$  est le prix moyen journalier du marché d'équilibrage MPL le jour  $J$  ;
- $SA$  (« Small Adjustment ») est une pénalité fixée à 0,108 €/MWh par le RE.

### Session d'ajustement (Aggiustamento)

Chaque année  $A$ , deux sessions d'ajustement ont lieu :

- Au 31 mai de l'année  $A + 1$  pour les ajustements sur les années civiles  $A - 5$  à  $A - 2$ , à partir des données communiquées par les GRD avant le 15 février ;
- Au 31 octobre  $A + 1$  pour les ajustements sur l'année civile  $A - 1$ , à partir des données communiquées par les GRD avant le 15 juillet.

A chaque session d'ajustement, les allocations de consommation et les déséquilibres sont corrigés à partir des adaptations éventuellement identifiées depuis la session précédente.

### Calcul du coefficient d'ajustement $\gamma_A$

Lors de la session du 31 octobre de l'année  $A$ , le coefficient d'ajustement  $\gamma_A$  est déterminé à partir des quantités injectées et soutirées au réseau de distribution au niveau de chaque point d'interconnexion entre réseaux de transport et de distribution durant l'année  $A - 1$  :

$$\gamma_A = \frac{\sum_J IN_J - Q_J}{\sum_J Q_J}$$

Avec :

- Pour chaque jour  $J$  chaque jour de l'année  $A - 1$  ;
- $IN_J$  est la quantité de gaz injectée le jour  $J$  au point d'interconnexion ;
- $Q_J$  est la somme des termes  $Q_{UdB,J} = \sum_P NG_{UdB,P,J} + G_{UdB,J}$  sur tous les  $UdB$  avec :

- $NG_{UdB,P,J} = \sum_{clients,z} (E_{client,z+1} - E_{client,z}) * \frac{p_{P,J}^{\%}}{\sum_{J=d_z}^{d_{z+1}} p_{P,J}^{\%}}$  est la consommation cumulée de chaque client profilé de l' $UdB$  à qui le profil  $P$  est attribué, donnée par sa dernière consommation relevée entre les dates  $z$  et  $z + 1$ , extrapolée au jour  $J$  à partir du profil  $P$  ;
- $G_{UdB,J} = \sum_{UdB} G_{UdB,UdB,J}$  est la somme des consommations de tous les clients non profilés de l' $UdB$  le jour  $J$ .

### Systeme d'information intégré SII

Toutes les communications entre les acteurs de l'équilibrage s'appuient sur un système d'information intégré (SII : Sistema Informativo Integrato) mis en place par l'ARERA dont les coûts d'implémentation et de maintenance sont couverts par une taxe mensuelle (montant 2014 – 2017 : 0,01 € par point de livraison et par mois).

#### 2.5.6 Recours au profilage (« profili di prelievo standard »)

Le système gazier italien s'appuie sur un jeu de 11 profils de charge standards différenciés par zone climatique<sup>81</sup>, développé par l'ARERA en 2006 et que tous les GRD ont l'obligation d'utiliser.

Les paramètres des profils (exemple : coefficients  $C_k^{\%}$  – voir ci-dessous) sont mis à jour chaque année par l'ARERA.

#### Attribution des profils

A la création de tout nouveau contrat de fourniture entre un consommateur qui n'est pas équipé d'un compteur communicant et un fournisseur, le fournisseur est responsable de récupérer les informations nécessaires à l'assignation du consommateur à un profil type, et de transmettre ces informations à le GRD correspondant. Le GRD se charge de l'attribution d'un profil au consommateur, qu'il communique au fournisseur. En cas de changement de type de

---

<sup>81</sup> Au total, ce sont 41 profils à disposition des GRD

consommation pouvant entraîner le changement de catégorie, le client final est tenu de communiquer ces informations à son UdB qui les relaiera à le le GRD.

Les consommateurs non équipés d'un compteur communicant se voient attribuer un profil selon trois critères :

- Catégorie d'utilisateur (5 catégories « civiles » et 2 catégories « technologiques ») : Les consommateurs, différenciés selon qu'ils consomment du gaz pour une application civile (domestique) ou technologique (industrielle), sont catégorisés selon l'usage (chauffage, cuisson et ECS, climatisation, procédés) fait du gaz ;
- Zone climatique (6 zones, uniquement pour les consommateurs ayant une composante thermique) : Chaque consommateur est associé à une zone climatique selon le nombre de degrés-jours de sa municipalité par rapport à une température de référence nationale ;
- Classe de prélèvement (3 classes, uniquement pour les catégories « technologiques ») : Les utilisateurs « technologiques » sont catégorisés en trois catégories selon le nombre de jours de consommation de gaz par semaine.

Catégorie d'utilisateur		C1	C2	C3	C4	C5	T1	T2
Type								
Usage	Chauffage							
	Cuisson + ECS							
	Climatisation							
	Procédés <sup>82</sup>							
Composante thermique		Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui

Tableau 7 : Catégorisation des consommateurs par usage du gaz

Zone climatique	A	B	C	D	E	F
Degrés-jours	< 600	600 – 900	901 – 1'400	1'401 – 2'100	2'101 – 3'000	> 3'000

Tableau 8 : Catégorisation des consommateurs par zone climatique

Classe de prélèvement	1	2	3
Jours de consommation dans une semaine	7 jours fériés inclus	6 hors jours fériés	5 hors jours fériés

Tableau 9 : Catégorisation des consommateurs par consommation hebdomadaire

<sup>82</sup> Procédés artisanaux ou industriels



L'application des trois critères ci-dessus fait apparaître au total 41 profils de charge standards utilisés en Italie :

Catégorie d'utilisateur	Classe de prélèvement	Zone climatique					
		A	B	C	D	E	F
	C1	C1A1	C1B1	C1C1	C1D1	C1E1	C1F1
	C2	C2X1					
	C3	C3A1	C3B1	C3C1	C3D1	C3E1	C3F1
	C4	C4X1					
	C5	C5A1	C5B1	C5C1	C5D1	C5E1	C5F1
T1	1	T1X1					
	2	T1X2					
	3	T1X3					
T2	1	T2A1	T2B1	T2C1	T2D1	T2E1	T2F1
	2	T2A2	T2B2	T2C2	T2D2	T2E2	T2F2
	3	T2A3	T2B3	T2C3	T2D3	T2E3	T2F3

Tableau 10 : Synthèse des profils de charge standards utilisés en Italie [41]

### Caractérisation des profils

Les 41 profils [41] sont construits à partir d'une chronique journalière de coefficients  $p_j^{\%}$  dont la somme vaut 1, multipliée par la consommation annuelle du client l'année précédente  $C_{A-1}$ . La consommation d'un client le jour  $J$  selon son profil est donc donné par [41]:

$$Conso(J) = C_{A-1} * p_j^{\%}$$

Les coefficients  $p_j^{\%}$  sont calculés selon la formule suivante :

$$p_j^{\%} = W_{Jr} * \beta_1 * c_{1,J}^{\%} + \beta_2 * c_{2,J}^{\%} + \beta_3 * t_{1,J}^{\%} + \beta_4 * c_{4,J}^{\%}$$

#### Facteur de correction climatique $W_{Jr}$

Le facteur de correction climatique  $W_{Jr}$  est calculé [43] par le RB en  $J - 1$ ,  $J$  et  $J + 1$  pour chaque jour de livraison  $J$ , pour 18 stations météorologiques de référence réparties sur le territoire. Chaque point de livraison transport est associé à l'un de ces stations météorologiques. Le facteur de correction climatique vient refléter l'impact de la température sur la consommation de gaz à des fins de chauffage.

Le calcul du facteur de correction climatique s'appuie sur le calcul de coefficients  $Kt$  :

1. Sur chaque station météorologique, le coefficient  $Kt$  est calculé comme  $Kt = \frac{GGn}{GGe}$  avec  $GGe = \max(0; 18^{\circ}C - T_m)^{83}$  où  $T_m$  est la température moyenne du jour  $J$  et  $GGn$  est égale à la moyenne des  $GGe$  observées pour le jour  $J$  des dix dernières années ;

<sup>83</sup> La valeur de  $GGn$  est fixée à 0 pour les mois de juin, juillet, août et septembre

2. La valeur du coefficient  $Kt$  est éventuellement ajustée :
  - a. Si  $Kt < 0,75$  alors  $Kt = 1,70806001 - (1 + \log(Kt) * Kt^4)$
  - b. Si  $Kt > 1,5$  alors  $Kt = 0,4 * (3,573909 + \log(Kt))$

Pour le jour  $J$ , le facteur  $W_{Jr}$  est déterminé selon la formule :

$$W_{Jr} = \frac{Kt_{J(A-1)}}{Kt_{J(e/p)}}$$

Où :

- $Kt_{J(A-1)}$  est la valeur du coefficient  $Kt$  calculée le jour  $J$  de l'année précédente ;
- $Kt_{J(e/p)}$  est la valeur du coefficient  $Kt$  calculée pour le jour  $J$  à partir des prévisions de température (pour le calcul du  $W_{Jr}$  en  $J - 1$  et en  $J$ ) ou des données mesurées (pour le calcul du  $W_{Jr}$  en  $J$ )

Trois cas particuliers viennent modifier la valeur du facteur  $W_{Jr}$  :

- Si le terme  $GGn = 0$  alors  $W_{Jr} = 1,411233$  ;
- Si le terme  $GGe = 0$  alors  $W_{Jr} = 0$  ;
- Si les termes  $GGe = GGn = 0$  alors  $W_{Jr} = 0$

Le RB publie chaque jour  $J$  les résultats de calcul du coefficient de correction climatique pour  $J - 1$ ,  $J$  et  $J + 1$  pour chaque station météorologique.

#### *Coefficients d'usage $c_{k,J}^{\%}$ et $t_{1,J}^{\%}$*

Les coefficients d'usage  $c_{k,J}^{\%}$  et  $t_{1,J}^{\%}$  déterminent la répartition de consommation du gaz lors de la journée  $J$  selon les qu'elle soit attribuée au chauffage ( $c_{1,J}^{\%}$ ), à la cuisson et l'ECS ( $c_{2,J}^{\%}$ ), à la climatisation ( $c_{4,J}^{\%}$ ) ou à des procédés ( $t_{1,J}^{\%}$ ).

Les coefficients d'usage dépendent de la zone climatique et de la classe de prélèvement du profil considéré. Ils sont mis à jour chaque année par l'ARERA.

#### *Coefficients $\beta_k$*

Les coefficients  $\beta_k$  sont définis pour chaque profil de charge standard et viennent refléter l'importance des postes de consommation (chauffage, cuisson & ECS, climatisation ou procédés) pour le profil considéré.

### **2.5.7 Déploiement de compteurs communicants en Italie**

## Cadre réglementaire et calendrier de déploiement

En suivant la Directive 2009/73/CE du Parlement européen demandant aux États membres de veiller à la mise en place de compteurs communicants sous réserve de démonstration de sa pertinence économique, l'ARERA a publié :

- la *Deliberazione 631/2013/R/gas* qui définit l'ensemble des obligations des différents acteurs lors du déploiement des Smart Meter :
  - Le GRD<sup>84</sup> est responsable de l'installation, de la maintenance des compteurs intelligents, de la mise en service, de la relève et de l'enregistrement des données reçues ;
  - Depuis le 31 décembre 2014, tout nouveau compteur doit répondre aux exigences techniques listées dans le tableau ci-dessous ;
  - Les le GRD doivent impérativement au moins satisfaire le calendrier de déploiement fixé dans la délibération ;
- la *Deliberazione 553/2015/R/gas* qui met à jour le calendrier de déploiement de compteurs communicants à l'échelle nationale (Tableau 11).

L'objectif de déploiement de compteurs communicants en Italie est différencié selon le type de client et le type de GRD.

Tous les clients industriels équipés d'un compteur G16 ou supérieur (équivalent à une consommation annuelle supérieure à 600 MWh/an) sont déjà équipés de compteurs communicants depuis 2015 – le déploiement complet devant aussi être élargi aux clients de plus de 10 Nm<sup>3</sup>/h (équivalent à ~400 MWh/an), indépendamment du GRD qui les desservent.

Pour le bas de portefeuille (clients G6), le plan de déploiement est détaillé selon la taille du GRD. Les plus grands GRD (>200'000 clients) devraient avoir déployé des compteurs communicants chez au moins la moitié de leurs petits clients avant 2018, la cible se réduisant à 33% (respectivement 8%) pour les distributeurs ayant entre 100'000 et 200'000 clients (respectivement entre 50'000 et 100'000 clients). Les distributeurs avec moins de 50'000 clients ne sont à l'heure actuelle concernés par aucune obligation de déploiement vis-à-vis de leurs petits clients.

---

<sup>84</sup> Les GRD desservant moins de 100'000 clients sont exemptés de ces obligations.

Groupe de mesure	> G40	G40	G16 et G25	G10	< G6		
Débit nominal (Nm <sup>3</sup> /h)	> 40	40	16 – 25	10	< 6		
Consommation annuelle équivalente (MWh/an) <sup>85</sup>	> 1'600	1'600	600 – 1'000	400	< 250		
Clients desservis par le GRD (milliers)	N/A				> 200	> 100	> 50
Calendrier de déploiement	2012	100%					
	2013		95%	25%			
	2014		100%	60%	15%		
	2015			100%	30%	3%	
	2016				50%	15%	3%
	2017				85%	33%	15%
	2018				100%	50%	33%

Tableau 11 : Calendrier de déploiement des compteurs communicants en Italie fixé en 2015 [44]

### Objectifs visés par le déploiement de compteurs communicants

Le tableau suivant synthétise les bénéfices visés par Italgas dans le cadre du déploiement de compteurs communicants sur sa zone de desserte.

Bénéfices visés pour les GRD	Bénéfices visés pour les fournisseurs	Bénéfices visés pour les clients finals
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mise à jour technologique (compteurs et systèmes d'information)</li> <li>▪ Changement culturel et technologique dans la distribution du gaz en Italie</li> <li>▪ Capacité de commande à distance des statuts des compteurs et de la consommation</li> <li>▪ Possibilité de lecture des compteurs inaccessibles physiquement<sup>86</sup></li> <li>▪ Capacité à couper à distance les compteurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Amélioration de la précision des services de facturation et réduction des contestations clients</li> <li>▪ Simplification du processus de changement de fournisseur</li> <li>▪ Développement d'offres commerciales basées sur la consommation des clients</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Facturation basée sur la consommation réelle</li> <li>▪ Prise de conscience accrue de la consommation avec une ambition d'économies d'énergie</li> <li>▪ Mise à disposition d'information en temps réel sur la consommation</li> <li>▪ Possibilité de recevoir des services innovants</li> </ul>

<sup>85</sup> Hypothèse : Consommation à débit nominal pendant 4'000 heures par an, avec un PCS moyen à 10 kWh/m<sup>3</sup>

<sup>86</sup> Sur le réseau Italgas, 55% des compteurs ne sont pas accessibles physiquement aux opérateurs.

Figure 31 : Bénéfices visés par le déploiement de compteurs communicants sur le réseau de distribution d'Italgas [42]

### Spécifications techniques

L'ARERA a fixé des spécifications exigeantes pour les compteurs communicants en comparaison aux compteurs déployés, notamment en France. En particulier, les compteurs sont équipés de capteurs de correction (température, pression) et offrent la possibilité de contrôle à distance, en permettant en particulier de couper l'approvisionnement à distance<sup>87</sup>.

	Compteurs industriels (> G6)	Compteurs domestiques ≤ G6
Pas de mesure	horaire	Journalier
Correction de température	Oui	Oui
Correction de pression	Oui	Non
Commande à distance (électrovanne)	Non	Oui (possibilité de coupure d'approvisionnement à distance)
Stockage local des données	Données de consommation horaire pendant 70 jours	Données de consommation journalière pendant 70 jours

Tableau 12 : Spécifications techniques des compteurs communicants déployés en Italie [38] [42]

### Cas économique

L'ARERA n'a pas communiqué d'analyse coûts / bénéfices ni de budget national pour le déploiement généralisé de compteurs communicants. Il n'a pas non plus été demandé aux GRD de démontrer l'équilibre économique de leur déploiement.

Italgas, principal distributeur en Italie (~6 millions de clients), a déjà déployé 4,1 millions de compteurs (situation en octobre 2018) et cible d'en déployer encore 1,6 millions d'ici la fin 2019. L'entreprise a pu chiffrer les principaux postes de coûts de son déploiement :

- Les compteurs résidentiels sont aujourd'hui achetés entre 50 et 60 € unitaires – ces coûts ont connu une baisse majeure depuis le lancement du déploiement (voir encadré) ;
- L'installation, estimée entre 40 et 50 € par compteur, ne fait apparaître aucune différence avec l'installation d'un compteur classique (la solution retenue ne nécessitant pas d'activation du module radio sur le site d'installation) ;
- Le budget du développement et l'intégration des systèmes informatiques centraux est estimé autour de 20 M€.

---

<sup>87</sup> Pour des raisons de sécurité, les compteurs requièrent une action locale pour être remis en état de fonctionnement

### **Le coût des compteurs a été divisé par trois depuis le début du déploiement chez Italgas [42]**

Si le tarif d'achat des compteurs communicants chez Italgas est aujourd'hui dans la fourchette basse des tarifs observés en Europe (50 – 60 € par compteur, hors installation), les premières commandes ont affiché des niveaux tarifaires autour de 160 €. Italgas justifie cette forte évolution à la baisse du coût unitaire des compteurs principalement par trois facteurs :

- Au lancement du déploiement, Italgas a souffert d'un manque de concurrence parmi les fournisseurs – les nombreux déploiement ayant été engagé depuis a permis de stimuler la concurrence et d'offrir un pouvoir de marché renforcé aux distributeurs ;
- Les exigences de l'ARERA ont nécessité un développement très personnalisé du compteur, dont les spécifications répondent précisément aux caractéristiques souhaitées en Italie. Ces spécifications ont évolué pendant les premières phases de déploiement ;
- Les premières commandes concernaient des volumes trop limités pour permettre des économies d'échelle.

### **Application du comptage communicant à l'équilibrage**

En Italie, le profilage n'est plus utilisé pour tous les clients ayant équipés de compteurs communicants.

Si Italgas n'est pas aujourd'hui en mesure de quantifier l'impact du comptage communicant sur l'amélioration des allocations, l'entreprise est confiante sur le fait que celui-ci sera positif à terme.

Pour autant, l'amélioration des procédures d'équilibrage ne s'inscrit pas parmi les premiers objectifs visés par le déploiement de compteurs communicants selon Italgas, pour qui le déploiement sur sa zone de desserte a surtout permis une forte réduction des contestations de clients du fait d'une amélioration du processus de facturation.

### **Le profilage ne devrait pas être abandonné en Italie, même après la fin du déploiement des compteurs [42]**

Selon Italgas, les profils seront maintenus en Italie même s'ils ne seront pas directement utilisés pour l'allocation. Les profils resteront en effet un outil de prévision pertinent, et seront une solution de sécurité en substitution de compteurs dysfonctionnant.

La position d'Italgas est en ligne avec celle de l'ARERA, qui a demandé à Snam Rete Gas de développer une mise à jour des profils pour en améliorer la performance [45].

## 3 Méthodologie d'analyse du potentiel des profils de charge standards et des compteurs intelligents en Suisse

### 3.1 Scénarios d'ouverture du marché

L'analyse sera conduite selon trois scénarios d'ouverture du marché :

- **Scénario A (référence)** : Le marché libre est accessible aux utilisateurs du réseau consommant plus de 100 MWh/an ;
- **Scénario B** : Le marché libre est accessible à tous les utilisateurs du réseau, indépendamment de leur niveau de consommation ;
- **Scénario C** : Le marché libre est accessible aux utilisateurs du réseau consommant plus de 1 GWh/an.

### 3.2 Modèles envisagés de profilage et de comptage intelligent

#### 3.2.1 Contraintes de compatibilité européenne

Les contraintes européennes liées à l'équilibrage du système gazier sont fixées dans le règlement UE N°312/2014 du 26 mars 2014 « relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz » (Balancing Network Code)<sup>88</sup> [4]. En substance, le Network Code n'impose pas le déploiement de compteurs communicants ni l'utilisation de profils. Dans le cas de l'utilisation de profils, le Network Code contraint les responsables d'équilibre de fournir la veille aux fournisseurs une prévision de leur consommation le jour de livraison.

Les principales contraintes sont résumées ci-après (liste non exhaustive) :

- La responsabilité de l'équilibrage du réseau incombe à ses utilisateurs, qui doivent minimiser le déséquilibre de leurs portefeuilles ;
- Une plateforme d'échange de produits standards d'équilibrage doit être mise à disposition des utilisateurs du réseau et des gestionnaires de réseaux de transport ;
- Les procédures (notamment de nomination) suivent un calendrier opérationnel fixé dans le règlement ;
- L'équilibrage du réseau de transport doit être réalisé à pas au moins journalier (l'équilibrage intrajournalier est possible sous conditions – voir articles 24 et 25), avec transmission à chaque utilisateur de son déséquilibre lors du jour de livraison au plus tard lendemain ;

---

<sup>88</sup> Le respect du règlement implique la mise en place d'une autorité de régulation

- Les méthodes de calcul du prix de compensation des déséquilibres applicable sont encadrées par le règlement (voir article 22). De manière générale, le gestionnaire de réseau de transport doit garantir la neutralité financière de ses activités d'équilibrage (aucune perte ou gain) ;
- Les gestionnaires de réseaux de transport ont des obligations d'information non discriminée à tous les utilisateurs du réseau, notamment concernant l'état du réseau, les actions entreprises pour son équilibrage et les entrées et sorties de l'utilisateur sur le réseau (en particulier en vue de l'achat ou la vente d'énergies d'équilibrage sur la plateforme de la part des utilisateurs) :
  - Pour les sites de consommation avec mesure journalière, le gestionnaire de réseau de transport est tenu de communiquer aux utilisateurs du réseau au moins deux actualisations de la répartition de leurs flux pendant la journée de livraison ;
  - Pour les sites de consommation sans mesure journalière, le gestionnaire de réseau de transport est tenu de communiquer aux utilisateurs du réseau, la veille du jour de livraison, une prévision de leurs consommations pour le jour de livraison. Il est par ailleurs tenu de fournir deux actualisations de ces prévisions pendant la journée de livraison.
- De même, les gestionnaires de réseau de distribution ont des obligations d'information vis-à-vis du gestionnaire de réseau de transport, notamment pour permettre la prévision des consommations des sites sans mesure journalière

### 3.2.2 Différences entre allocation par profilage et par comptage

Le tableau suivant synthétise les principales différences entre allocation par profilage et allocation par comptage :



	<b>Allocation par profilage</b>	<b>Allocation par comptage</b>
<i>Utilisation de la méthode</i>	<p><b>Allemagne</b> : pour tout client avec consommation inférieure à 1,5 GWh/an (client SLP)</p> <p><b>France</b> : pour tout client avec une consommation inférieure à 5 GWh/an, y compris s'il est équipé d'un compteur communicant</p> <p><b>Italie</b> : pour tout client qui n'est pas équipé d'un compteur communicant à télérelève journalière</p>	<p><b>Allemagne</b> : pour tout client avec une consommation supérieure à 1,5 GWh/an (client RLM)</p> <p><b>France</b> : pour tout client avec une consommation supérieure à 5 GWh/an (client J/J)</p> <p><b>Italie</b> : pour tout client équipé d'un compteur communicant à télérelève journalière</p>
<i>Principe d'allocation</i>	Allocation à partir d'une estimation de la consommation journalière du client profilé à partir de sa consommation relevée, de ses caractéristiques (usage du gaz, niveau de consommation, etc.) et de variables dynamiques (température, jour de la semaine, etc.) – estimation éventuellement corrigée par bouclage sur les quantités soutirées / injectées et télérelevées sur le réseau du GRD	Allocation à partir de la donnée de consommation mesurée le jour J chez le client
<i>Prérequis</i>	Mise en œuvre d'un modèle statistique de profilage, attribution d'un profil à chaque client profilé, accès aux données de températures représentatives sur la zone de desserte – en cas de profilage avec bouclage, nécessité d'avoir une mesure relevée quotidiennement des injections sur le réseau du GRD	Equiper le client avec un compteur à mesure journalière pouvant communiquer tous les jours avec le GRD (implique une infrastructure de communication adéquate), dispositif de mesure ou d'estimation quotidienne du PCS sur le réseau du GRD (pour convertir les mesures volumétriques télérelevées)
<i>Procédure de nomination</i>	Nomination par le fournisseur réalisée à partir des prévisions de consommation déduites des profils, et éventuellement d'un coefficient de bouclage	Nomination par le fournisseur réalisée à partir des prévisions de consommations déduites des dernières mesures de consommation (J-2)
<i>Référence pour l'équilibrage</i>	Equilibrage réalisée sur la base des allocations obtenues par profilage	Equilibrage réalisé sur la base des allocations issues des mesures télérelevées
<i>Correction ex-post des allocations</i>	Correction possible des allocations une fois le compteur du client relevé	Correction possibles des allocations une fois une donnée de PCS définitive disponible et les erreurs de relève identifiées

Tableau 13 : Synthèse des principales différences entre allocation par profilage et par comptage

### 3.2.3 Modèle envisagé de profilage en Suisse

### **Synthèse comparative des modèles étudiés (Allemagne, France, Italie)**

Les trois géographies étudiées font apparaître de grandes similitudes quant à leurs méthodes d'allocation, qu'il s'agisse de l'organisation procédurale ou de la conception du modèle statistique. La seule différence fondamentale à noter est le cas de l'Allemagne, qui a retenu un modèle dans lequel la responsabilité des écarts de profilage n'est pas individuellement supporté par le fournisseur. Cette orientation est justifiée par le BNetzA pour simplifier les procédures et diminuer le risque pour les nouveaux entrants, dans une ambition générale de promotion de la concurrence sur le marché de détail.

Une synthèse comparative des trois modèles étudiés est proposée dans le tableau suivant :

	<b>Modèle français</b>	<b>Modèle italien</b>	<b>Modèle allemand</b>
<i>Organisation du système</i>	Standardisation à l'échelle nationale des profils et des procédures	Construction du modèle de profilage par le régulateur	Directives nationales de la branche <sup>89</sup> , mais liberté des GRD de choisir leur méthode de profilage
<i>Périodicité d'allocation</i>	Allocation journalière communiquée <i>ex-post</i> au fournisseur à pas quotidien (J+1)	Allocation journalière communiquée <i>ex-post</i> au fournisseur à pas mensuel (M+1)	Allocation journalière communiquée <i>ex-ante</i> au fournisseur à pas quotidien (J-1)
<i>Responsabilité de la constitution du modèle de profilage</i>	La branche a confié au plus grand GRD la réalisation du modèle de profilage.	Le régulateur est responsable de la réalisation du modèle de profilage	La branche a confié à un institut de recherche la réalisation du modèle de profilage.
<i>Modèle de profilage</i>	2 profils pour les ménages et services <sup>90</sup> + 7 profils pour les industriels	5 profils pour les ménages et services + 6 profils pour les industriels	2 – 3 profils pour les ménages et les services + 8 profils pour les industriels
<i>Méthode de profilage</i>	Application d'un coefficient de bouclage visant à corriger l'écart observé les jours précédents entre consommations réelles et estimées par les profils		Profils « synthétiques » ultra-majoritaires, n'intégrant pas de paramètres d'état du système le jour J ou les jours précédents
<i>Responsabilité de la nomination</i>	Nomination à la charge du fournisseur, qui porte le risque de déséquilibre		Nomination à la charge du fournisseur, qui s'appuie directement sur les données d'allocation <i>ex-ante</i> fournies par le GRD (aucun risque)
<i>Responsabilité de l'allocation</i>	Les GRD sont responsables de réaliser l'allocation en appliquant la méthode de profilage		
<i>Procédure d'allocation</i>	Allocation <i>ex-post</i> des consommations des clients profilés (J+1 et M+1)	Allocation <i>ex-post</i> des consommations des clients profilés (M+1)	Allocation <i>ex-ante</i> des consommations des clients profilés (J-1)
<i>Prise en charge des erreurs inhérentes au profilage</i>	Risque d'inexactitude des profils porté par les fournisseurs lors de la procédure de nomination : l'erreur est répartie sur les fournisseurs par le coefficient de bouclage.		Risque d'inexactitude des profils porté par le RZM (Gaspool / NCG), qui couvre ses frais d'équilibrage à travers la taxe forfaitaire de contribution à l'équilibrage (SLP-Bilanzierungsumlage)

**Tableau 14 : Principales différences entre les modèles de profilage français, italien et allemand**

### **Procédure envisagée pour la Suisse dans le cas d'une allocation par profilage**

Nous proposons d'appuyer l'analyse du potentiel du profilage en Suisse sur une procédure-type inspirée des modèles étudiés et qui semble la plus adaptée au contexte suisse :

<sup>89</sup> La branche confie le développement du modèle de profilage à une institution académique (université technique de Munich, FfE)

<sup>90</sup> Les consommateurs à usage exclusif pour la cuisson se voient attribuer un profil plat non compté ici.

## Procédure envisagée pour le cas Suisse

<i>Organisation du système</i>	A l'instar des trois modèles étudiés, la Suisse verrait son modèle de profilage confié au niveau national, par exemple à une association représentative des opérateurs de réseau. Compte-tenu de la taille du marché, la standardisation à l'échelle nationale des profils et des procédures gagnerait à être imposée.
<i>Périodicité d'allocation</i>	Dans la ligne des études réalisées par l'OFEN sur le modèle d'équilibrage, l'allocation serait journalière communiquée au fournisseur à pas quotidien.
<i>Responsabilité de la mise en œuvre du modèle de profilage</i>	La responsabilité de la constitution du modèle de profilage reposerait sur la branche qui pourrait confier mandat à un tiers de réaliser ce travail – principalement statistique. Les GRD pourraient contribuer à la mise en place de l'échantillon (installation des compteurs).
<i>Périmètre de profilage</i>	Tous les clients sont profilés dès l'ouverture du marché.
<i>Modèle de profilage</i>	Trois (respectivement sept) profils de charge standards seraient construits pour les ménages et les petits professionnels (respectivement pour les industriels) et sensibilisés selon la zone météorologique. A ce titre, le réseau de mesures climatiques Swiss NBCN (29 stations climatologiques sélectionnées pour une répartition spatiale judicieuse des divers sites sur le territoire, couvrant toutes les régions climatiques et les altitudes [46]) pourrait être mis à contribution. En Suisse, la méthode de profilage devra intégrer les différences régionales pouvant impacter la consommation (exemple : jours fériés différents selon les cantons).
<i>Méthode de profilage</i>	Dans une optique de simplification des processus à l'échelle de la Suisse, une méthode synthétique pourrait être retenue (c'est-à-dire sans bouclage). Il s'agit du modèle retenu en Allemagne et pour les petits GRD en France. Il est recommandé de ne développer qu'un modèle en Suisse.
<i>Responsabilité de l'allocation</i>	Les GRD sont responsables de fournir les informations nécessaires à l'allocation des consommations <sup>91</sup> , en appliquant la méthode de profilage. Il est à noter que dans un scénario de mise en place d'un Data Hub centralisé, l'allocation par profilage pourrait être réalisée au niveau du Data Hub – ce n'est pas le scénario de référence retenu, l'impact possible est intégré à l'analyse de sensibilité au niveau des coûts SI et coûts d'opération du profilage.
<i>Procédure d'allocation</i>	L'allocation des consommations aurait lieu à pas journalier de manière ex-ante avec transmission des allocations quotidiennement aux fournisseurs. Il s'agit du modèle retenu en Allemagne et qui permet de simplifier au maximum les procédures pour les fournisseurs alternatifs (qui n'ont pas la charge de la nomination), dont l'accès au marché de détail est facilité.
<i>Prise en charge des erreurs inhérentes au profilage</i>	Le fournisseur n'a pas de responsabilité individuelle dans l'équilibre entre nomination et allocation (voir « procédure d'allocation »). Les écarts sont supportés collectivement par tous les fournisseurs à travers une contribution forfaitaire (similaire au SLP-Bilanzierungsumlage en Allemagne) payée uniquement par les clients profilés (les déséquilibres des clients mesurés sont compensés financièrement individuellement par chaque fournisseur).

### 3.2.4 Modèle envisagé de comptage intelligent en Suisse

Dans le cas d'une procédure d'allocation exclusivement par comptage, il est requis qu'au moins tous les consommateurs en marché libre soient équipés d'un compteur communicant.

Nous faisons l'hypothèse que le coût des compteurs communicants installés chez les clients est supporté par le distributeur, qui l'impute au titre de l'exploitation du réseau<sup>92</sup>. Un modèle alternatif dans lequel le client supporte individuellement ces coûts n'est pas recommandé, en particulier si

<sup>91</sup> Au sens du Network Code européen, la responsabilité de l'allocation incombe au RZM. C'est cependant au GRD de lui fournir les informations nécessaires : dans toutes les géographies étudiées, le calcul des allocations est réalisé par le GRD.

<sup>92</sup> Cette hypothèse présuppose que la métrologie n'est pas libéralisée. Dans le cas d'une libéralisation de la métrologie gaz, les analyses économiques conduites dans l'étude restent inchangées tant que le GRD reste responsable de l'allocation.

seuls les clients accédant au marché sont équipés : un tel modèle entrave dès lors le passage des clients en marché libre (voir chapitre 5.3.2).

### Spécification technique des compteurs déployés

Nous faisons l'hypothèse que la Suisse suit les mêmes exigences que celles observées en France et en Allemagne :

- Les compteurs communicants déployés chez les ménages, commerces et petits industriels (< 1 GWh/an) ne sont pas équipés de correcteur de volume ni de chromatographes ;
- Les compteurs communicants déployés chez les grands clients industriels (> 1 GWh/an) raccordés au réseau de distribution sont équipés de correcteurs de volume par mesure de température et éventuellement de pression, mais ne requièrent pas de chromatographes ;
- Seuls les compteurs équipés chez les très grands clients directement raccordés au réseau de transport sont équipés de correcteurs de volume et de chromatographes pour le calcul du PCS du gaz livré.

#### Cas en France et en Italie

En France, seuls les compteurs déployés chez les ~25'000 plus grands clients sont équipés de correcteurs de volume :

- Les ~3'500 compteurs chez les clients dits « J/J » (mesurés et télérelevés tous les jours) sont équipés de capteurs de température et de pression et d'outils de calcul du facteur de compressibilité ;
- Les compteurs des ~5'000 plus grands clients dits « M/M » (mesurés tous les jours, télérelevés tous les mois) sont équipés de capteurs de température et de pression ;
- Les compteurs de ~15'000 autres grands clients « M/M » sont équipés d'uniquement un capteur de pression
- Seuls certains clients raccordés au réseau de transport sont équipés de chromatographes.

En Italie, le régulateur a fixé des exigences élevées dans le cadre du déploiement de compteurs communicants, qui sont tous équipés de capteurs de température (y-compris chez les résidentiels) voire de capteurs de pression pour les compteurs >G6 (équivalents à une consommation annuelle supérieure à ~250 MWh/an).

### Scénarios A et C d'ouverture partielles du marché

Dans les scénarios d'ouverture partielle du marché, nous proposons d'étudier un modèle dans lequel seuls les consommateurs passant en marché libre soient équipés de compteurs communicants.

Ce modèle équivaut à celui qui a été retenu lors de l'ouverture partielle du marché de l'électricité aux consommateurs de plus de 100 MWh/an. Au vu du faible nombre de clients éligibles (10%

des clients, soit au plus quelques centaines de clients pour un distributeur moyen), les économies d'échelle liées à un déploiement systématique sont limitées et à comparer au surcoût d'équiper des clients qui mettront potentiellement plus de cinq ans à exercer leur droit d'accès. En faisant l'hypothèse d'une ouverture du marché du gaz en Suisse suivant la même dynamique du marché électrique observé depuis 2011, le taux de passage en marché libre des clients atteindrait en moyenne 8% par an<sup>93</sup>. En appliquant ce taux de passage en marché libre, le déploiement de compteurs intelligents concernerait :

- ~3'000 compteurs par an pendant 12 ans dans le scénario A ;
- ~350 compteurs par an pendant 12 ans dans le scénario C.

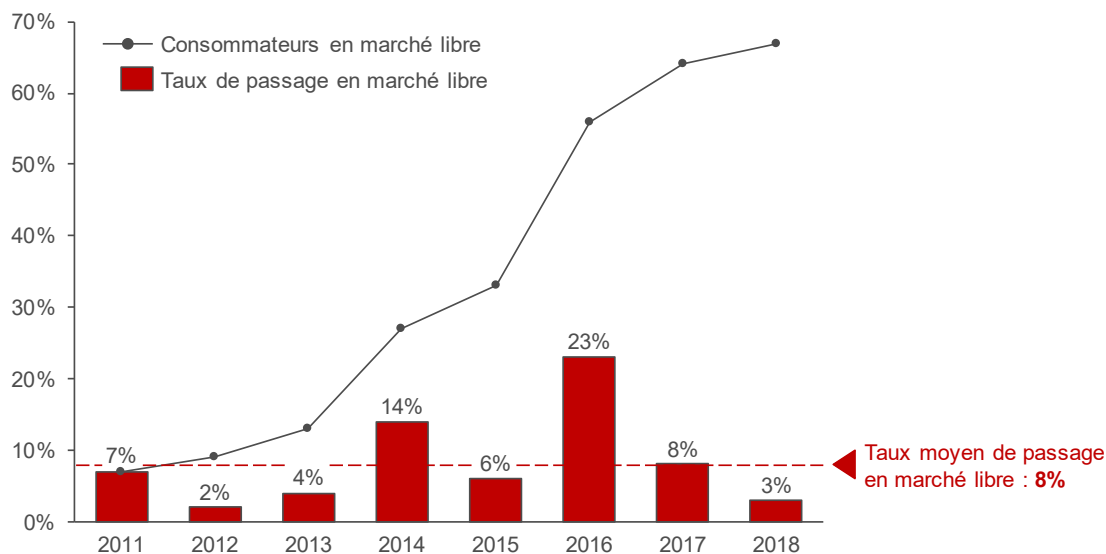


Figure 32 : Passage en marché libre sur le marché de détail de l'électricité depuis 2011 [47]

### Scénario B d'ouverture complète du marché

Dans le scénario B d'ouverture complète du marché, nous proposons d'étudier un modèle de déploiement systématique et généralisé de compteurs communicants à tous les clients, à l'instar des plans de déploiement engagés en Europe et en Suisse dès qu'il s'agit d'un volume important de compteurs à renouveler. Plusieurs arguments viennent justifier un déploiement systématique dans le cas du renouvellement de toute l'infrastructure :

- Le renouvellement systématique permet d'optimiser la logistique du déploiement (installation en chaîne dans une zone donnée) ;
- Il permet des économies d'échelles lors de l'achat des équipements ;

<sup>93</sup> Le taux de passage en marché libre a varié considérablement entre 2011 et 2018, concernant d'abord très peu de clients jusqu'en 2013 puis augmentant fortement dès 2014 consécutivement à la chute des cours de l'électricité sur les marchés de gros.

- Il est nécessaire pour optimiser l'infrastructure de communication : la mise en place de réseaux de communication locaux (RF) ne se justifie qu'avec un seuil de densité de compteurs communicants.

Pour éviter toute nécessité de profilage, le déploiement devrait être terminé au moment de l'ouverture complète du marché : pour l'analyse, nous considérons que le déploiement a lieu en un an<sup>94</sup>.

### 3.3 Segmentation du marché de détail

L'étude s'appuie sur une caractérisation de la consommation en Suisse réalisée en 2011 par l'ASIG à partir d'une enquête conduite auprès de 24 entreprises d'approvisionnement en gaz (EAG, ayant le rôle de GRD en Suisse) distribuant un total d'environ 25 TWh visant à répartir la consommation sur leur zone de desserte selon la catégorisation utilisée par Eurostat [7]. Ces données donnent un aperçu de la consommation de gaz selon le type de consommateur (neuf catégories selon que le consommateur soit résidentiel, commercial ou industriel) et l'usage du gaz (thermique, procédé ou autre) :

Segment <sup>95</sup>	D1	D2	D3	I1	I2	I3.1	I3.2	I4	I5	
<b>Catégorie</b>	Particulier			Professionnel						Total
<b>Critère de consommation annuelle (MWh/an)</b>	< 5,6	5,6 – 55,6	> 55,6	< 278	278 – 2'780	2'780 – 10'000	10'000 – 27'800	27'800 – 278'000	> 278'000	
<b>Points de consommation</b>	78'891	135'630	32'837	26'443	4'094	743	99	38	9	278'784
<b>Consommation totale (GWh/an)</b>	155	3'616	4'927	2'614	2'794	2'529	1'822	2'798	3'251	24'506
<b>Consommation moyenne (MWh)</b>	2,0	27	150	99	682	3'400	18'400	73'600	361'000	88

Tableau 15 : Données issues de l'enquête de l'ASIG auprès de 24 EAG en 2011 [7]

<sup>94</sup> Un déploiement si rapide est très improbable dans les faits. Cette approche permet cependant de mieux apprécier le coût du déploiement en amont d'une ouverture du marché.

<sup>95</sup> Segmentation et nomenclature utilisée par Eurostat

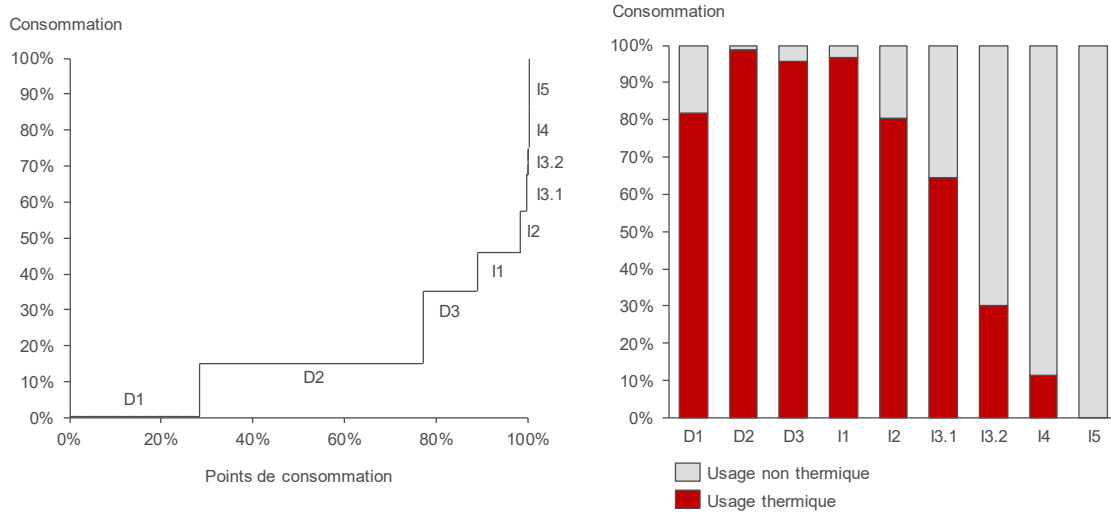


Figure 33 : Caractérisation de la consommation suisse par catégorie d'utilisateur [7]

Une nouvelle segmentation a été réalisée sur la base de ces données (extrapolées pour représenter les 420'000 clients répertoriés par l'ASIG [6] et la consommation nationale en 2017) pour faire apparaître, à travers six segments, les seuils à 100 MWh/an et à 1 GWh/an définis par les scénarios d'ouverture du marché et l'usage fait du gaz consommé.

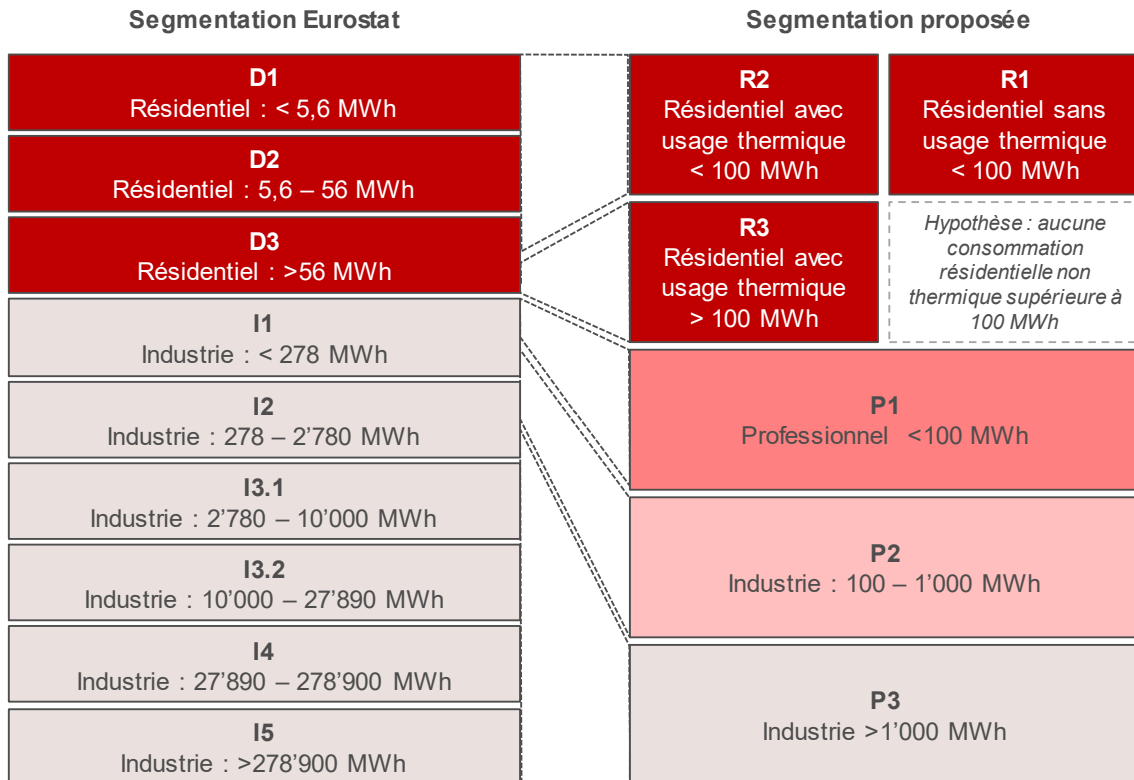


Figure 34 : Segmentation des consommateurs retenue dans l'étude

Cette nouvelle segmentation permet d'estimer, à l'échelle nationale, le nombre de clients de chaque segment, leur consommation moyenne et l'usage qui est fait du gaz consommé.



Classe		Résidentiel			Professionnel			Total
Segment		R1	R2	R3	P1	P2	P3	
Critère de consommation annuelle (MWh/an)		(< 100)	< 100	> 100	< 100	100 – 1'000	> 1'000	
Critère d'usage du gaz		Non thermique	Thermique		Aucun critère			
Nombre de compteurs		79'134 19%	266'975 64%	26'546 6%	37'000 7%	6'267 3%	4'078 1%	420'000 100%
Consommation totale (GWh/an)		436 1%	9'143 24%	4'157 11%	1'245 3%	4'543 12%	19'176 50%	38'700 100%
Consommation moyenne (MWh/an)		5,3	32,7	149	32,1	692	4'486	88
Usage (% GWh/an)	Usage thermique	0%	100%	100%	96%	85%	34%	64%
	Usage non thermique	100%	0%	0%	4%	15%	66%	36%

Tableau 16 : Caractérisation de la consommation par segment (méthodologie de segmentation présentée en annexe 7.30)

Selon la segmentation retenue, 91% (respectivement 1%) des sites de consommation, couvrant au total 28% (respectivement 50%) de la consommation nationale, soutirent moins de 100 MWh/an (respectivement plus de 1 GWh/an).

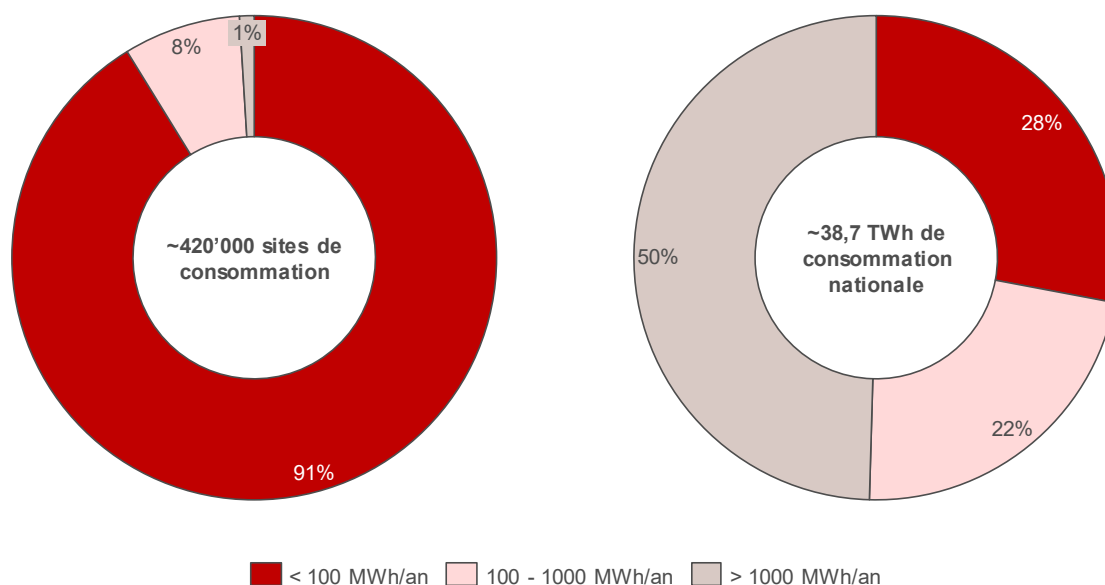


Figure 35 : Modèle de répartition des sites de consommation (gauche) et de la consommation totale (droite) selon le niveau de consommation unitaire du site de consommation

Le modèle de segmentation fait permet par ailleurs de distinguer les segments de consommateurs selon l'usage qu'ils font du gaz. Par construction, la consommation résidentielle de gaz à des fins thermiques est répartie exclusivement dans les segments R2 et R3 – le segment R1 reflétant les clients résidentiels faisant essentiellement usage du gaz pour la cuisson. Parmi

les clients professionnels, si les clients P2 (> 100 MWh/an) ont une proportion non négligeable de leur consommation attribuée à des usages non thermiques, seuls les clients P3 (> 1 GWh/an) ont un part minoritaire de leur consommation allouée à un usage thermique.

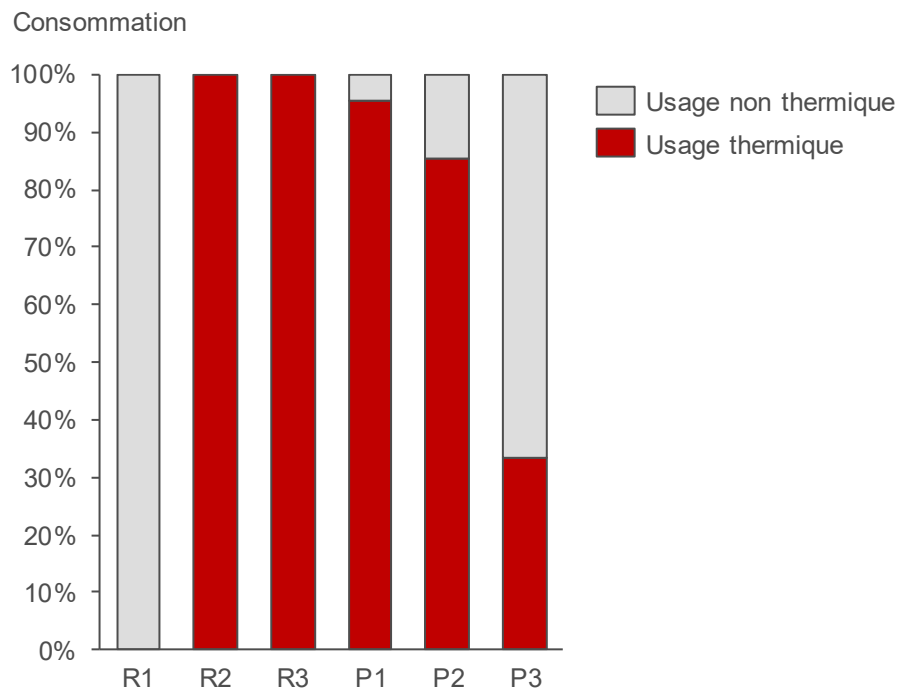


Figure 36 : Répartition de la consommation des segments selon l'usage thermique ou non thermique du gaz

### Cohérence de la segmentation avec la statistique globale de l'énergie

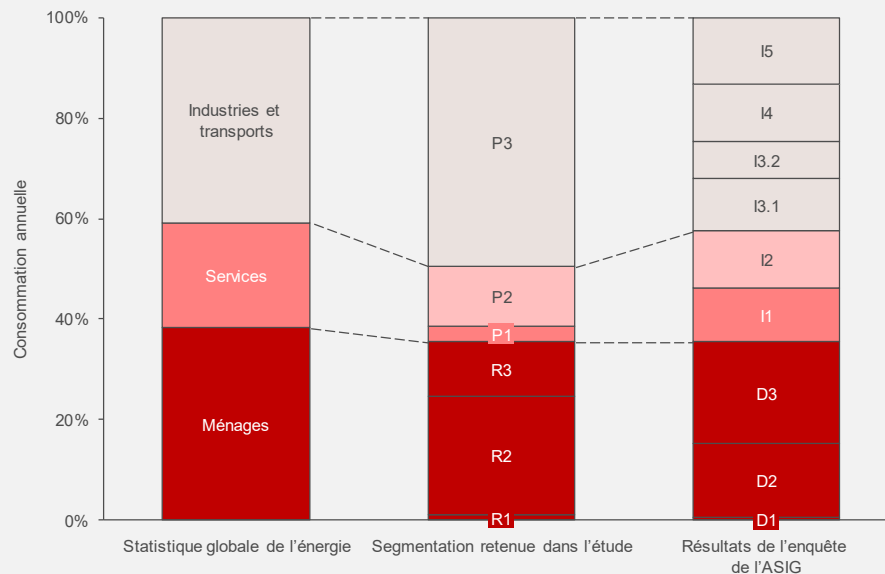


Figure 37 : Comparaison de la répartition de consommation en Suisse selon la statistique globale de l'énergie, la segmentation retenue dans l'étude et celle issue de l'enquête de l'ASIG [5] [7]

Il est à noter que dans la segmentation retenue dans l'étude, les segments P1, P2, P3 ne distinguent pas l'industrie des services – mais représentent une catégorisation par volume annuel de consommation.

## 3.4 Grille d'analyse multicritères

La comparaison des potentiels des méthodes d'allocation est conduite en deux temps :

### 3.4.1 Analyse des coûts et bénéfices directs (critère 1)

Estimation quantitative, sur l'ensemble du cycle de vie de la méthode, de l'ensemble des coûts et bénéfices directs de mise en œuvre et d'exploitation directs et indirects de la méthode.

### 3.4.2 Analyse des avantages et inconvénients de chaque méthode (critères 2 à 8)

- (2) **Contribution à l'exploitation des flexibilités** – Appréciation qualitative dans la mesure dans laquelle chaque méthode permet de mieux exploiter les flexibilités de consommation ;
- (3) **Contribution au développement de la concurrence sur le marché de détail** – Appréciation qualitative de l'impact de la méthode d'allocation sur l'accès au marché de fournisseurs tiers et sur la facilité pour un client en marché libre de changer de fournisseur ;

- (4) **Contribution à l'amélioration de l'expérience client** – Appréciation qualitative des valeurs ajoutées suivante pour le client : réduction des rattrapages de facturation, meilleure gestion des demandes clients, innovation tarifaire ;
- (5) **Contribution à l'amélioration de l'efficacité énergétique** – Appréciation qualitative du potentiel direct ou indirect des compteurs communicants à réduire la consommation des clients ;
- (6) **Compatibilité aux nouveaux usages du gaz** – Appréciation qualitative de l'impact de la méthode d'allocation sur le développement des nouveaux usages du gaz (Power-to-Gas, convergence des usages, etc.) ;
- (7) **Contrôle de l'efficacité des GRD** – Appréciation qualitative de la possibilité de déployer des outils de promotion de l'efficacité des GRD, notamment sur le modèle incitatif ou Sunshine ;
- (8) **Complexité de mise en œuvre** – Appréciation qualitative des délais de mise en œuvre, du risque de divergence financière, du risque de blocage sociétal.

## 4 Coûts et bénéfices directs

### 4.1 Périmètre de l'analyse

Cette partie vise à conduire une première analyse comparative des coûts et bénéfices directs d'une allocation par profilage, respectivement par comptage, selon le scénario d'ouverture du marché considéré. Nous nous proposons de conduire cette analyse en trois temps :

- Analyse des coûts de mise en œuvre et d'opération d'une méthode d'allocation par profilage ;
- Analyse des coûts de mise en œuvre, et des coûts et bénéfices directs d'opération d'une infrastructure de comptage communicant permettant une allocation sans profilage ;
- Analyse du potentiel d'économies liées à l'équilibrage grâce à l'éventuelle amélioration des prévisions à partir des données des compteurs communicants.

La méthodologie proposée s'appuie sur une approche *TOTEX* intégrant coûts et bénéfices directs sur l'ensemble du cycle de vie de la méthode considérée. Au vu de la durée de vie des équipements déployés pour du comptage communicants autour de 20 ans, nous conduisons l'analyse TOTEX sur 20 ans<sup>96</sup> à partir de la mise en œuvre du profilage ou du comptage.

---

<sup>96</sup> Estimations exprimées en valeur actuelle nette sur 20 ans actualisée à 3,83% (actualisation égale aux WACC pour les réseaux de distribution électrique, considéré représentatif du coût de capital pour les activités régulées de réseaux)

	<b>Profilage</b>	<b>Comptage</b>
<b>Coûts de mise en œuvre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Equipement de l'échantillon statistique et relève des mesures de consommation</li> <li>▪ Construction et amélioration continue du modèle statistique</li> <li>▪ Développement et/ou adaptation informatique chez les GRD</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Achat et installation de matériel (compteurs, concentrateurs)</li> <li>▪ Logiciels et intégration informatiques (Head End et MDMS)</li> <li>▪ Gestion de projet</li> </ul>
<b>Coûts d'opération</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Supervision des allocations et corrections éventuelles des erreurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Maintenance des systèmes informatiques</li> <li>▪ Coûts liés à la télérelève (transmission des données)</li> </ul>
<b>Bénéfices directs</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aucun bénéfice direct considéré</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Investissements évités (le déploiement des compteurs communicants se substitue au renouvellement naturel des compteurs existants)</li> <li>▪ Economies liées à la relève (abandon des procédures de relève physique)</li> </ul>
<b>Potentiel d'économies liées à l'équilibrage</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Potentiel maximal théorique calculé à partir de l'estimation des erreurs structurelles d'allocation par profilage</li> </ul>

Tableau 17 : Périmètre d'analyse des coûts et bénéfices directs des méthodes d'allocation par profilage et par comptage

#### Remarques importantes :

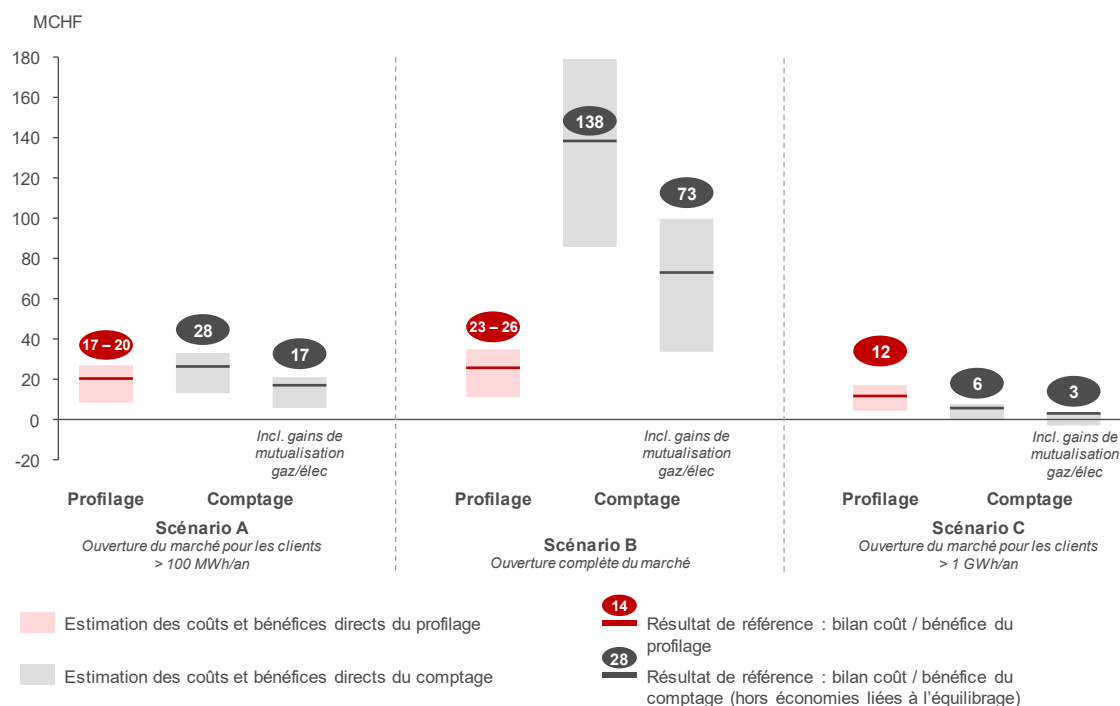
- Il s'agit d'une première analyse visant à comparer les ordres de grandeur, en aucun cas cette analyse n'a valeur de chiffrage budgétaire des options ;
- Le périmètre de l'analyse n'intègre pas les coûts imputables aux procédures d'équilibrage communes à la fois au profilage et au comptage (ex : communication entre acteurs)

## 4.2 Comparaison des coûts et bénéfices directs de chaque méthode

Les résultats des analyses des coûts et bénéfices directs de chaque méthode d'allocation selon le scénario considéré (détaillées dans les parties suivantes) sont comparés dans la Figure 38 :

- Dans tous les scénarios, la comparaison des bilans coûts / bénéfices directs pour les grands industriels (> 1 GWh/an) privilégie le comptage communicant (3 – 6 MCHF) face au profilage (12 MCHF). En particulier, le comptage communicant est privilégié dans le scénario C (ouverture du marché aux clients > 1GWh/an).

- Dans le scénario A (ouverture du marché aux clients > 100 MWh/an), le bilan des coûts et bénéfices directs du profilage, estimé entre 17 et 20 MCHF<sup>97</sup> ne fait pas apparaître de gains économiques directs majeurs par rapport au comptage, estimé à 28 MCHF voire 17 MCHF en considérant un déploiement mutualisé gaz / électricité pour les EAG multifluides. La prise en considération des avantages et inconvénients indirects de chaque méthode est par conséquent indispensable à tout arbitrage.
- Dans le scénario B (ouverture complète du marché), le bilan des coûts et bénéfices directs du profilage, estimé entre 23 et 26 MCHF<sup>98</sup>, est d'un ordre grandeur inférieur au bilan des coûts et bénéfices directs du comptage (138 MCHF, 73 MCHF en considérant un déploiement mutualisé gaz / électricité pour les EAG multifluides), conduisant à un arbitrage général en faveur d'une allocation par profilage pour les clients < 1 GWh/an. Un déploiement de compteurs communicants limités aux clients > 100 MWh/an, dont le coût complet est estimé entre 14 et 22 MCHF (différence des scénarios A et C), ne semble pas pertinent au vu du coût marginal de profiler ces clients estimé à 3,6 MCHF.



**Figure 38 : Comparaison des coûts et bénéfices directs<sup>99</sup> des méthodes d'allocations par profilage et par comptage selon le scénario d'ouverture du marché**

<sup>97</sup> Intègre le coût de déploiement de compteurs communicants chez les clients > 1 GWh/an – seuls les clients < 1 GWh/an seraient profilés.

<sup>98</sup> Idem

<sup>99</sup> Exprimés en valeur actuelle nette sur 20 ans actualisée à 3,83%

		Scénario A	Scénario B	Scénario C
Ouverture du marché		> 100 MWh/an	Tous	> 1 GWh/an
Clients éligibles		~38'000	~420'000	~4'200
Volume éligible		27,9 TWh/an	38,7 TWh/an	19,2 TWh/an
TOTEX Profilage	Référence	<b>17 – 20 MCHF</b> (0,04 – 0,05 CHF/MWh)	<b>23 – 26 MCHF</b> (0,04 – 0,05 CHF/MWh)	<b>12 MCHF</b> (0,04 CHF/MWh)
	Plage d'incertitude	8 – 27 MCHF	11 – 35 MCHF	4 – 17 MCHF
TOTEX Comptage excl. mutualisation gaz / élec	Référence (excl. économies d'équilibrage)	<b>28 MCHF</b> (0,07 CHF/MWh)	<b>138 MCHF</b> (0,26 CHF/MWh)	<b>6,0 MCHF</b> (0,02 CHF/MWh)
	Plage d'incertitude	15 – 35 MCHF	86 – 179 MCHF	-0,3 – 7 MCHF
TOTEX Comptage incl. mutualisation gaz / élec	Référence (excl. économies d'équilibrage)	<b>17 MCHF</b> (0,04 CHF/MWh)	<b>73 MCHF</b> (0,14 CHF/MWh)	<b>2,9 MCHF</b> (0,01 CHF/MWh)
	Plage d'incertitude	5 – 21 MCHF	34 – 100 MCHF	-3 – 4 MCHF

Tableau 18 : Détail des coûts et bénéfices directs des méthodes d'allocation par profilage et par comptage selon le scénario d'ouverture du marché

**Le profilage se justifie dès que le nombre de clients à profiler dépasse quelques dizaines de milliers**

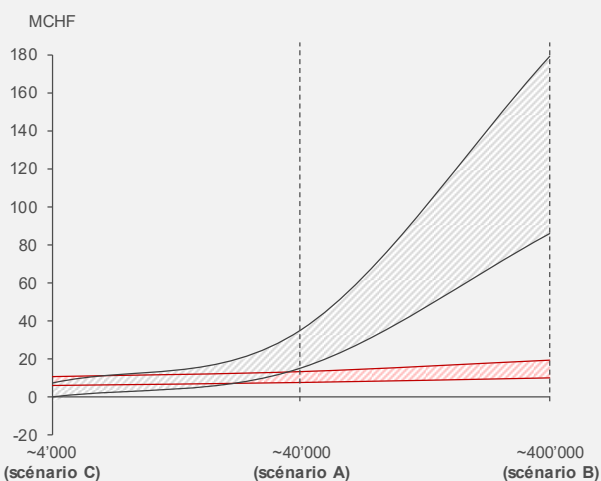


Figure 39 : Comparaison profilage / comptage selon le nombre de clients



## 4.3 Coûts et bénéfices directs du profilage

### 4.3.1 Synthèse

La mise en œuvre d'une méthode d'allocation par profilage est nécessaire dans tous les cas où les consommateurs en marché libre ne sont pas télérelevés au pas d'équilibrage.

Le profilage consiste en la mise en place d'un modèle statistique de prévision de la consommation de chaque client profilé selon ses caractéristiques propres (usage du gaz, consommation annuelle, etc.) et les caractéristiques dynamiques externes (température extérieure, jour de la semaine, etc.). Quatre postes de coûts principaux sont identifiés pour la mise en œuvre et l'opération d'une méthode de profilage :

- La mise en place d'un échantillon statistique de consommateurs représentatifs, qui seront équipés de compteurs à mesure journalière. Le modèle statistique de profilage est construit à partir des données mesurées auprès de l'échantillon statistique ;
- La construction et la révision régulière du modèle statistique de profilage, confiée à une entité nationale (par exemple la branche) ;
- L'adaptation des systèmes informatiques de chaque EAG pour permettre l'attribution annuelle d'un profil à chacun de ses clients et le calcul journalier des allocations ;
- Le travail opérationnel de l'entreprise pour le contrôle des calculs d'allocation et d'attribution des profils et, dans le cas des petites EAG qui ne disposent pas d'outils intégralement automatisés, la réalisation des tâches non automatisées. Est par ailleurs pris en compte le coût de vérification par les fournisseurs des profils attribués à leurs clients.

### Analyse des coûts complets de profilage

Le Tableau 19 résume les coûts estimés de mise en œuvre et d'opération d'une méthode d'allocation par profilage – le détail des estimations est développé dans les parties suivantes :

- Les grands clients industriels (> 1 GWh/an) affichent une grande diversité d'usages du gaz liée à leurs activités, impliquant le développement d'un nombre important de profils dédiés (hypothèse : 7 profils dédiés) si une méthode de profilage était retenue pour ces clients. Le seul coût de développement de ces profils, estimé à 5,4 MCHF, est à comparer au bilan coûts / bénéfices directs d'un déploiement de compteurs communicants chez ces clients estimé entre 3 et 6 MCHF (voir chapitre 4.4.4). Compte tenu des avantages indirects majeurs permis par les compteurs communicants pour les grands clients (innovation tarifaire, réduction de l'incertitude économique liée à l'approvisionnement énergétique, réduction / flexibilisation de la consommation), le profilage n'apparaît pas pertinent pour ces clients – cette conclusion étant valable dans tous les scénarios.
- Dans les scénarios A et B, l'analyse du coût complet de profilage fait par conséquent l'hypothèse d'un profilage de tous les clients avec une consommation inférieure à 1 GWh/an. Le coût du déploiement des compteurs communicants chez les grands industriels (> 1 GWh/an) est pris en compte dans le calcul des coûts complets du profilage, dans la mesure où une ouverture du marché avec profilage requerrait ces compteurs.

Clients		< 100 MWh/an			100 MWh/an – 1 GWh/an		> 1 GWh/an
Segment		R1	R2	P1	R3	P2	P3
<b>consommation annuelle des clients (MWh/an)</b>		(< 100)	< 100	< 100	> 100	100 – 1'000	> 1'000
<b>Nombre de clients</b>		79'134 19%	266'975 64%	37'000 7%	26'546 6%	6'267 3%	4'078 1%
<b>Consommation totale (GWh/an)</b>		436 1%	9'143 24%	1'245 33%	4'157 11%	4'543 12%	19'176 50%
<b>Scénario A</b>	Nombre de profils				9		(7)
	Echantillon statistique				3,8 MCHF		(5,4 MCHF) <i>Profilage non retenu pour les clients &gt; 1 GWh/an</i>
	Modèle statistique				3,0 MCHF		
	Systèmes d'information				6,0 MCHF		
	Coûts opérationnels				1,4 MCHF		
	<b>TOTEX profilage</b>				<b>14 MCHF</b> (0,12 CHF/MWh)		
	TOTEX comptage						3 – 6 MCHF
	<b>TOTEX</b>				<b>17 – 20 MCHF</b> (0,04 – 0,05 CHF/MWh)		
<b>Scénario B</b>	Nombre de profils	10					(7)
	Echantillon statistique	4,2 MCHF					(5,4 MCHF) <i>Profilage non retenu pour les clients &gt; 1 GWh/an</i>
	Modèle statistique	3,3 MCHF					
	Systèmes d'information	6,6 MCHF					
	Coûts opérationnels	5,8 MCHF					
	<b>TOTEX profilage</b>	<b>20 MCHF</b> (0,07 CHF/MWh)					
	TOTEX comptage						3 – 6 MCHF
	<b>TOTEX</b>	<b>23 – 26 MCHF</b> (0,04 – 0,05 CHF/MWh)					
<b>Scénario C</b>	Nombre de profils						7
	Echantillon statistique						3,1 MCHF
	Modèle statistique						2,3 MCHF
	Systèmes d'information						5,6 MCHF
	Coûts opérationnels						0,7 MCHF
	<b>TOTEX profilage</b>						<b>12 MCHF</b> (0,04 CHF/MWh)
	TOTEX comptage						<b>3 – 6 MCHF</b> (0,01 – 0,02 CHF/MWh)

Tableau 19 : Synthèse des coûts de mise en œuvre et d'opération du profilage selon le scénario considéré (approche marginale)

A l'exception des coûts opérationnels, les coûts complets du profilage sont principalement fixes :

- La construction du modèle de profilage, et la collecte de données statistiques (auprès de l'échantillon statistique préalablement équipé en compteurs à mesure journalière) nécessaires au modèle, est proportionnelle au nombre de profils. Le nombre de profils à développer est cependant fonction de la diversité des usages du gaz, non pas du nombre de clients à profiler. En l'occurrence, les petits consommateurs affichent un usage essentiellement thermique du gaz et ne requièrent qu'un nombre très limité de profils : le coût du modèle de profilage est principalement imputable aux consommateurs industriels ;
- Le coût d'adaptation des systèmes informatiques est principalement lié au niveau de complexité du modèle de profilage et à l'architecture informatique existante chez les distributeurs : ces facteurs sont indépendants du nombre de clients à profiler.

Le coût complet du profilage est ainsi estimé à 20 MCHF pour profiler les ~400'000 clients consommant moins de 1 GWh/an (scénario B), 14 MCHF pour profiler les ~40'000 clients consommant entre 100 MWh/an et 1 GWh/an (scénario A), et 12 MCHF pour profiler les clients consommant plus de 1 GWh/an (scénario C).

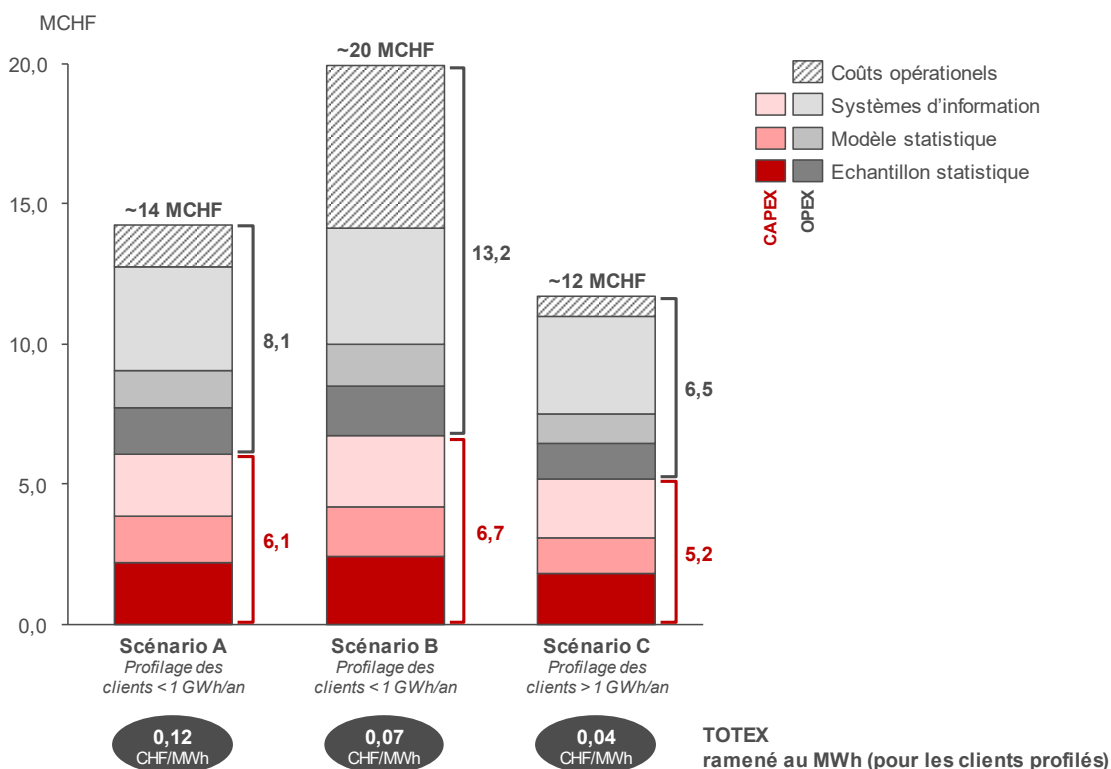


Figure 40: Coûts complets de mise en œuvre d'un profilage intégral selon le scénario considéré

Ces estimations sont cohérentes avec les retours d'expérience réalisées en Europe :

- En Allemagne, le BDEW évalue le coût de développement du profilage pour les clients SLP (< 1,5 GWh/an) (hors coût des adaptations SI chez les distributeurs, hors coûts opérationnels) à quelques millions d'euro [11] ;

- L'estimation des coûts de développement du modèle de profilage en France pour les clients profilés (< 5 GWh/an) conduit à un chiffrage de l'ordre du million d'euro (hors adaptation SI, hors coûts opérationnels) [27], la prise en considération des retours d'expérience chez différents GRD en France conduit à une estimation du coût du profilage comparable à l'analyse conduite dans l'étude [29] [30] ;
- Aucun pays étudié ne profile ses grands clients industriels.

### Analyse de sensibilité

Dans cette partie, l'estimation des coûts du profilage est soumise à la sensibilisation des hypothèses retenues. En tenant compte des résultats de sensibilité, le coût complet du profilage dans le scénario A (respectivement B, respectivement C) varie entre 5,0 et 21 MCHF (respectivement entre 7,7 et 29 MCHF, respectivement entre 4,2 et 17 MCHF)<sup>100</sup> :

- La branche pourrait envisager de minimiser ses investissements dans le développement d'un modèle de profilage en s'appuyant directement sur les développements déjà réalisés à l'étranger : une telle méthode *a minima* permettrait d'éviter les coûts d'équipement de l'échantillon statistique et de construction du modèle de profilage. La branche aurait cependant besoin de vérifier la validité du modèle retenu une fois appliqué en Suisse (test de validité possible : estimation des écarts entre consommations journalières réelles et consommations estimées par les profils pour un échantillon de consommateurs). Des adaptations pourraient par ailleurs être nécessaires. Enfin, il est possible qu'en récupérant un outil développé et financé par un partenaire européen, le secteur énergétique suisse souffre d'une image détériorée lors des discussions européennes ;
- Les spécifications du modèle de profilage (nombre de profils, finesse de la différenciation climatique) pourraient entraîner une variation des coûts totaux de profilage. Dans l'analyse de sensibilité, nous prenons une incertitude de 20% sur les coûts liés au développement du modèle statistique ;
- Le coût d'adaptation des systèmes informatiques chez les EAG fait apparaître une incertitude importante du fait des différences existantes entre les EAG concernant leur architecture informatique existante et les spécifications attendues de la solution développée. Un effort de développement informatique peut par ailleurs permettre des économies importantes sur la charge opérationnelle du profilage. Une incertitude de 50% sur le coût des systèmes informatiques conduit à une variabilisation des estimations de l'ordre du MCHF, indépendamment du scénario considéré ;
- Les coûts opérationnels, qui dépendent largement de la procédure retenue et du niveau d'automatisation permis par la solution logicielle développée, font apparaître une incertitude importante. Nous retenons une incertitude de 50% pour l'analyse de sensibilité ;
- L'analyse de sensibilité tient compte des incertitudes sur les autres postes de coûts, qui ont cependant un impact secondaire sur les résultats de sensibilité.

---

<sup>100</sup> La plage de sensibilité est calculée en tenant compte des facteurs de sensibilités cumulables

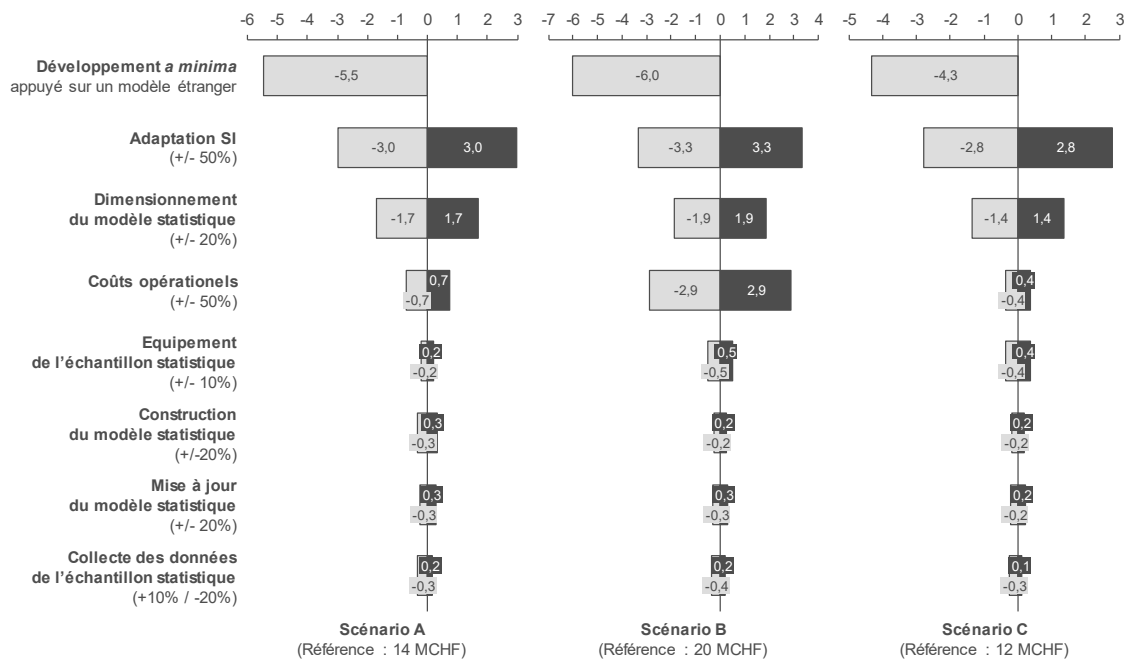


Figure 41 : Analyse de sensibilité des coûts de profilage selon le scénario considéré

### Coût marginal du profilage pour les clients > 100 MWh/an dans le scénario B

Dans le scénario B (ouverture complète du marché), l'arbitrage entre profilage et comptage communicant doit être différencié selon le type de client : < 100 MWh/an ou > 100 MWh/an. Sur les 20 MCHF de coûts complets estimés pour le profilage de tous les clients < 1 GWh/an, 3,6 MCHF sont imputables aux clients > 100 MWh/an :

- Le profilage des clients > 100 MWh/an implique de développer 7 profils professionnels (qui ne sont pas nécessaires aux clients < 100 MWh/an, essentiellement résidentiels ou commerciaux) : le coût marginal du développement de 7 profils supplémentaires est estimé à 3,1 MCHF.
- Les clients > 100 MWh/an se voient par ailleurs imputer un coût opérationnel estimé à 0,5 MCHF (coût complet sur 20 ans).

#### 4.3.2 Détail de l'analyse des coûts

##### Mise en place de l'échantillon

###### *Dimensionnement de l'échantillon représentatif*

La construction du modèle de profilage requiert une base de données de consommation au pas d'équilibrage issues d'un échantillon représentatif des catégories de consommateurs qui se verront attribuer les profils. La taille de l'échantillon total dépend du nombre de profils souhaités.

Selon la théorie statistique des intervalles de fluctuation, la taille minimale d'un échantillon représentatif permettant d'obtenir le résultat correct à  $\pm x\%$  un intervalle de confiance à 95% est donné par la formule :

$$N = 1,96^2 * 0,5^2 / x^2$$

Le dimensionnement de l'échantillon représentatif n'est pas proportionnel au nombre de consommateurs représentés.

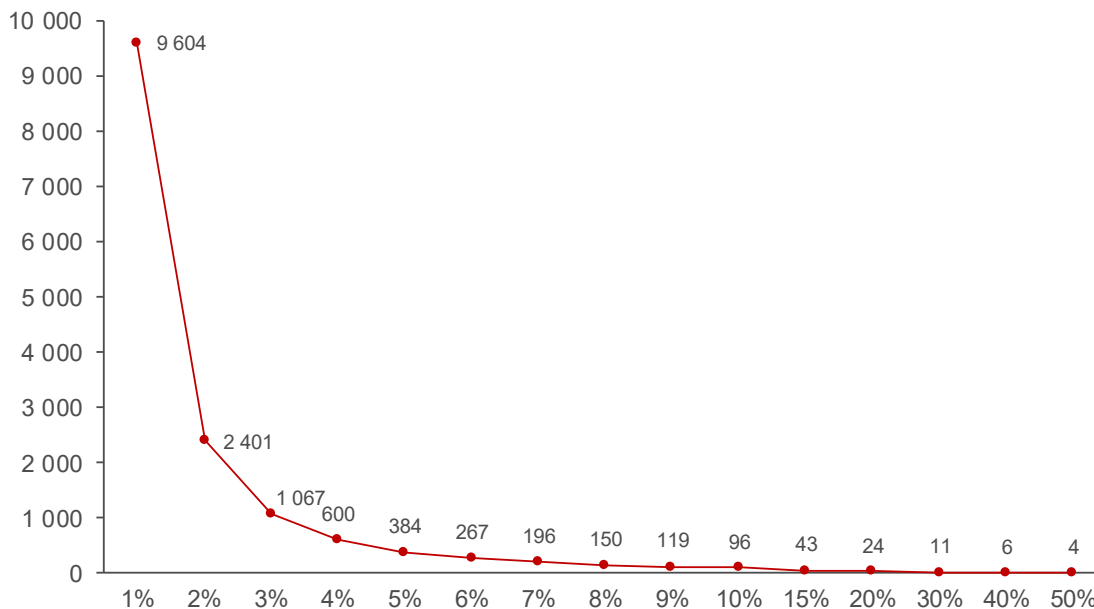


Figure 42 : Dimensionnement de l'échantillon représentatif selon la marge d'erreur ciblée

En France, GRDF s'appuie sur un échantillon d'un millier de clients télérelevés pour constituer deux profils de consommation inférieure à 300 MWh/an, paramétrés selon 35 zones de température – soit un échantillon d'une quinzaine de consommateurs par catégorie.

Nous dimensionnons le modèle de profilage à trois profils de charge standards pour les petits clients (un profil faiblement dépendant de la température pour les clients R1 et deux profils dépendants de la température pour les clients R2, R3, P1 et P2), et sept profils de charge standards pour les clients industriels dont les usages sont spécifiques et très variables selon le type de procédé – les très clients industriels (non profilés à l'étranger) requerraient pour leur part des profils dédiés du fait de leurs usages spécifiques : nous estimons à 7 le nombre de profils nécessaires pour les clients > 1 GWh/an. Ce dimensionnement est cohérent avec les modèles de profil en Allemagne (deux à trois profils pour les petits clients et huit profils pour les clients industriels profilés) et en France (1 profil en ruban pour les clients « cuisson », deux profils pour les petits clients et sept profils pour les clients industriels M/M consommant plus de 300 MWh/an). Un modèle de profilage ainsi dimensionné conduirait à dimensionner les échantillons représentatifs respectivement à :

- ~450 compteurs pour les petits consommateurs affichant une faible dépendance à la température, soit ~0,5% des clients R1 ;
- ~900 compteurs pour les petits consommateurs affichant une dépendance importante à la température, soit moins de 0,5% des R1, R2, R3, P1 et P2 ;

- ~3'000 compteurs pour les clients industriels 100 – 1'000 MWh/an, soit ~50% des clients du segment P2 ;
- 3'000 compteurs pour les grands industriels > 1 GWh/an, soit ~75% des clients du segment P3.

#### *Coût de l'équipement de l'échantillon représentatif*

L'échantillon serait nécessairement équipé en compteurs à télérelève journalière afin de permettre un profilage au pas d'équilibrage. Le nombre limité de compteurs à relever sur l'ensemble du territoire pour l'échantillon ne justifie pas la mise en place d'un réseau de communication local avec concentrateurs : les compteurs de l'échantillon seront vraisemblablement équipés d'un émetteur GPRS à transmission directe vers le système central. Nous estimons le coût total de l'échantillon à 450 CHF par compteur (pose incluse) pour les compteurs de petite consommation, respectivement 600 CHF par compteur (pose incluse) pour les compteurs de grande consommation (> 1 GWh/an), et 30 CHF par compteur et par an de frais de transmission des compteurs. Ces estimations sont confirmées par les retours d'expérience en Europe.

#### **Construction du modèle de profilage**

##### *Scénario B*

La construction du modèle statistique de profilage est confiée à une cellule de statisticiens. A la lumière de la revue européenne, nous estimons que pour la mise en place de 10 profils (scénario B – hors profilage des clients > 1 GWh/an) :

- La construction initiale du modèle de profilage nécessite le travail de trois statisticiens pendant trois ans ;
- La mise à jour et l'amélioration annuelles du modèle de profilage nécessite chaque année l'équivalent de deux statisticiens pendant trois mois.

En supposant un coût de personnel à 200 kCHF/EPT/an, le coût de construction du modèle de profilage est estimé à ~1'800 kCHF pour la construction du modèle et ~100 kCHF/an pour sa mise à jour.

##### *Scénarios A et C*

Nous estimons que la construction du modèle de profilage serait facilité si un nombre plus limité de profils était à développer : nous supposons les coûts de construction du modèle de profilage proportionnels au nombre de profils (9 dans le scénario A, 7 dans le scénario C).

#### **Adaptation du système informatique de l'EAG pour l'exécution du profilage**

L'allocation par profilage requiert plusieurs opérations de calcul récurrentes réalisées par le système informatique du distributeur, qui permettent d'une part l'attribution d'un profil à chaque consommateur selon ses caractéristiques de consommation et d'autre part le calcul journalier des allocations à partir du modèle statistique. L'exécution de ces opérations requiert un outil informatique adapté au modèle de profilage développé, qui doit éventuellement être intégré à

l'architecture informatique existante. Nous distinguons deux cas de figures possibles selon la taille de l'EAG :

- Cas des grandes EAG (~35'000 clients) : L'EAG dessert un nombre important de clients et est par conséquent déjà équipé d'un système EDM sur lequel il est possible de développer un module complémentaire dédié au profilage ;
- Cas des petites EAG (~2'500 clients) : L'EAG dessert un nombre limité de clients. L'ouverture du marché peut être géré par un outil EDM qui intégrerait la gestion du profilage. Dans ce cas une intégration en consortium (5 EAG) est retenue. Alternativement, la mise en œuvre du profilage requiert le développement d'une solution autonome. Compte tenu du faible volume de calculs nécessaires, et en supposant que le modèle statistique a été développé dans une optique de simplicité d'utilisation (ce qui est le cas dans les trois géographies étudiées), il est néanmoins possible de développer ce type de solution sur des outils de calcul classiques (type Excel)<sup>101</sup>. Cette solution est alors peu coûteuse à mettre en place, mais nécessitera potentiellement un travail opérationnel plus important et proportionnel au nombre de clients à profiler.

Le coût de développement et d'intégration d'un module complémentaire pour les grandes EAG dépend essentiellement du niveau de standardisation de leur architecture informatique. Si les principaux fournisseurs d'EDM (SAP, Robotron, efluid, Egee, etc.) mettent à disposition des modules standards pour des coûts limités à quelques dizaines de milliers de Francs, le budget d'adaptation d'un EDM développé en interne de l'entreprise peut s'élever à plusieurs centaines de milliers de Francs<sup>102</sup>. Nous estimons que la majorité des grandes EAG équipées d'un EDM seront en mesure de l'adapter pour un budget de l'ordre de 100 kCHF.

Pour les petites EAG qui ne sont pas équipées d'un EDM, nous estimons que le coût de développement d'une solution ad hoc sur la base d'outils de calcul classique devrait avoisiner les 20 kCHF par entreprise. Ce développement pourrait par ailleurs être mutualisé entre plusieurs entreprises (hypothèse non retenue ici).

---

<sup>101</sup> Le développement de telles solutions a été observé en France et en Allemagne chez certains petits distributeurs locaux.

<sup>102</sup> Un GRD disposant de plusieurs centaines de milliers de clients chiffre l'adaptation complète d'un SI « maison » à ~500 kCHF.



### **Retour d'expérience d'un GRD local en France**

Depuis l'ouverture du marché de détail et la mise en place de la méthode de profilage en France, le GRD R-GDS actif dans la région de Strasbourg a régulièrement fait évoluer ses outils informatiques pour l'adapter à ses besoins :

- R-GDS s'est d'abord appuyé sur un outil Excel développé par un autre GRD local et mis à disposition de tous les membres du SPEGNN (Syndicat Professionnel des Entreprises Gazières Non Nationalisées) ;
- L'entreprise a ensuite migré les opérations liées au profilage vers une solution informatique dédiée non intégrée à son EDM ;
- Un programme de restructuration des systèmes informatiques au sein de l'entreprise a conduit à l'intégration des outils d'exploitation du profilage dans le logiciel d'Energy Data Management.

Il convient de noter que, dans le scénario A et a fortiori dans le scénario C, le nombre de clients concernés par l'ouverture du marché sera beaucoup plus faible et pourrait pousser les EAG à limiter au minimum l'adaptation de leur SI :

- Dans le scénario A, nous faisons l'hypothèse que les grandes EAG parviendront à adapter leurs SI pour 50 kCHF par EAG ;
- Dans le scénario C, au vu du très petit nombre de clients concernés, nous faisons l'hypothèse que les grandes EAG pourront utiliser les mêmes outils que les petites, pour un investissement de 20 kCHF par EAG.

Nous estimons par ailleurs un coût de maintenance (maintenance curative, mise à jour et améliorations régulières) des outils informatiques à 12% de l'investissement par an. Nous intégrons dans ces coûts de maintenance la veille sur les éventuelles évolutions des techniques de profilage. L'expertise de pointe sur le profilage et sur son optimisation est concentrée au niveau de la branche – les GRD n'ayant pas individuellement la charge de l'innovation.

### **Coûts opérationnels liés au profilage (hors maintenance SI)**

#### *Scénario B*

Les coûts opérationnels liés au profilage tiennent compte de toutes les opérations imputables au profilage qui ne sont pas automatisées par les solutions informatiques des EAG. Ils dépendent donc directement du niveau d'automatisation permis par la solution informatique retenue.

De manière générale, les entretiens réalisés avec les GRD en Europe démontrent que les coûts opérationnels d'allocation sont essentiellement liés à trois tâches :

- La communication des allocations avec les GRT et les fournisseurs (tâche quotidienne). Cette opération, pouvant représenter jusqu'à une heure de travail quotidienne pour une EAG, n'est cependant pas imputable au profilage dans la mesure où ces communications auraient aussi lieu dans le cas d'une allocation basée sur le comptage ;

- La contrôle et la correction des attributions annuelles des profils à chaque client par le GRD : si les attributions sont réalisées par le système informatique, les cas particuliers (déménagements, changement d'usage du gaz, etc.) requièrent une correction réalisée manuellement. Selon le niveau d'aboutissement du système informatique, le nombre de cas particuliers à traiter manuellement varie. Pour les grandes EAG (~35'000 clients), qui disposent d'outils informatiques avancés, nous estimons que le contrôle et la correction des attributions des profils requièrent le travail à temps plein d'un opérateur pendant une semaine – cette estimation est confirmée par les résultats des entretiens conduits auprès de GRD européens desservant plusieurs dizaines de milliers de clients. Pour les petites EAG (~2'500 clients), qui disposent d'outils moins avancés, la proportion des cas à traiter manuellement augmente : nous estimons qu'une semaine de travail pour un opérateur est aussi nécessaire.
- La contrôle et la correction des attributions annuelles des profils à chaque client par le fournisseur : le fournisseur est consulté par le GRD lors de l'attribution des profils à ses clients. Il s'agit pour le fournisseur de contrôler ces attributions et d'éventuellement corriger les attribution qui ne lui paraissent pas pertinentes, notamment au regard des informations-client à sa disposition. Nous estimons que le travail réalisé par les GRD est doublé par les fournisseurs.

En France le contrôle et la correction des attributions annuelles des profils par GRDF est estimée à 0,5 EPT sur deux mois pour 12 millions clients.

#### **Mutualisation et délégation des opérations**

Si les procédures d'équilibrage, en particulier d'allocation par profilage, venaient à se complexifier, la dynamique des mises en commun des opérations entre les plus petits GRD serait certainement renforcée.

Les cas allemand et français démontrent la possibilité de mutualisation voire de délégation de ces activités si les compétences et les ressources (humaines ou informatiques) nécessaires ne peuvent plus être hébergées chez les plus petits acteurs :

- En Allemagne, le BDEW propose des prestations de service et met des outils à disposition de ses membres, en particulier pour les plus petits distributeurs ;
- En France, le SPEGNN regroupant les distributeurs locaux a mis à disposition de ces membres des outils de base pouvant gérer a minima le profilage. Plusieurs sociétés ont par ailleurs choisi de déléguer la gestion des allocations à un acteur plus grand disposant de la taille critique pour assurer ces opérations.

#### *Scénarios A et C*

Les analyses conduites ci-dessus font l'hypothèse d'un profilage intégral, soit de l'attribution d'un profil à tous les clients gaz. Or, les scénarios d'ouverture partielle du marché (A et C) ne requièrent qu'un profilage des clients éligibles. Les coûts opérationnels étant partiellement proportionnels au nombre de clients profilés gérés par l'EAG, nous estimons qu'ils sont quatre fois moins élevés (respectivement huit fois moins élevés) dans le scénario A (respectivement dans le scénario C).

## 4.4 Coûts et bénéfices directs du comptage (hors économies liées à l'équilibrage)

### 4.4.1 Synthèse

L'analyse des coûts et bénéfices directs du comptage conduit à une estimation à :

- 28 MCHF (17 MCHF en considérant des gains de mutualisation gaz / électricité pour les EAG multifluides) dans le scénario A ;
- 138 MCHF (73 MCHF en considérant des gains de mutualisation gaz / électricité pour les EAG multifluides) dans le scénario B ;
- 6,0 MCHF (2,9 MCHF en considérant des gains de mutualisation gaz / électricité pour les EAG multifluides) dans le scénario C.

Ces estimations ne tiennent pas compte des économies potentielles liées à l'équilibrage grâce à l'amélioration des prévisions (ces économies sont étudiées en partie 4.5).

Clients		< 100 MWh/an			100 MWh/an – 1 GWh/an		> 1 GWh/an
Segment		R1	R2	P1	R3	P2	P3
<b>consommation annuelle des clients (MWh/an)</b>		(< 100)	< 100	< 100	> 100	100 – 1'000	> 1'000
<b>Nombre de clients</b>		79'134 19%	266'975 64%	37'000 7%	26'546 6%	6'267 3%	4'078 1%
<b>Consommation totale (GWh/an)</b>		436 1%	9'143 24%	1'245 33%	4'157 11%	4'543 12%	19'176 50%
<b>Scénario A</b>	Equipement				8 MCHF		
	SI				6 – 17 MCHF <sup>103</sup>		
	Autres coûts				12 MCHF		
	Bénéfices directs				-9 MCHF		
	<b>TOTEX</b>				<b>17 – 28 MCHF<sup>104</sup> (0,04 – 0,07 CHF/MWh)</b>		
<b>Scénario B</b>	Equipement				87 MCHF		
	SI				33 – 98 MCHF <sup>105</sup>		
	Autres coûts				30 MCHF		
	Bénéfices directs				-77 MCHF		
	<b>TOTEX</b>				<b>73 – 138 MCHF<sup>106</sup> (0,14 – 0,26 CHF/MWh)</b>		
<b>Scénario C</b>	Equipement				2,1 MCHF		
	SI				1,5 – 4,5 MCHF <sup>107</sup>		
	Autres coûts				1,6 MCHF		
	Bénéfices directs				-2,2 MCHF		
	<b>TOTEX</b>				<b>2,9 – 6,0 MCHF<sup>108</sup> (0,01 – 0,02 CHF/MWh)</b>		

Tableau 20 : Détail des estimations des coûts et bénéfices direct du comptage (hors économies liées à l'équilibrage) selon le scénario – hors analyse de sensibilité

<sup>103</sup> Hypothèse basse : mutualisation gaz / électricité des coûts SI pour les distributeurs multifluides ayant l'obligation de déployer des compteurs communicants chez leurs clients électricité

<sup>104</sup> Idem

<sup>105</sup> Idem

<sup>106</sup> Idem

<sup>107</sup> Idem

<sup>108</sup> Idem

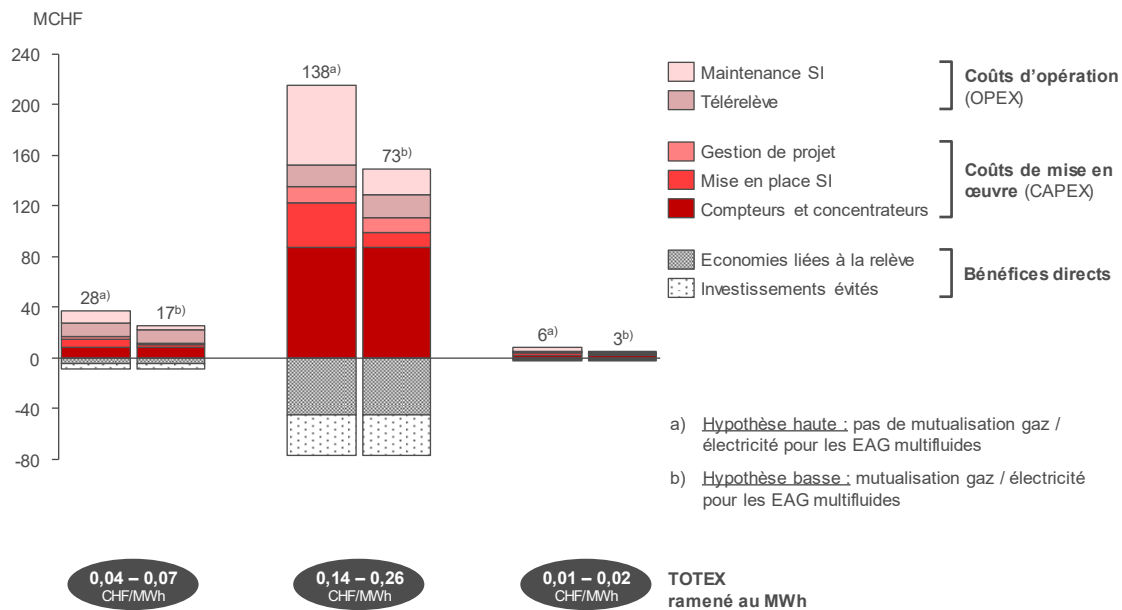


Figure 43 : Coûts et bénéfices directs du déploiement de compteurs communicants selon le scénario

### Sensibilité aux modalités de déploiement

Dans les scénarios A et C, l'hypothèse est faite que les compteurs sont déployés chez les clients lors de leur passage en marché libre, impliquant un délai de déploiement d'environ 12 ans (taux de passage en marché libre supposé à 8% à l'instar de ce qui a eu lieu dans le secteur électrique). Un déploiement obligatoire des compteurs chez tous les clients en amont de l'ouverture du marché viendrait augmenter les coûts de déploiement d'environ 20 à 30%.

#### 4.4.2 Coûts et bénéfices directs du comptage dans le scénario B (ouverture complète du marché)

##### Estimation des coûts complets d'un déploiement généralisé de compteurs communicants pour le gaz en Suisse (approche *bottom-up*)

Dans cette partie, nous nous proposons de construire une première estimation des coûts complets de déploiement généralisé de compteurs communicants pour le gaz chez tous les clients en Suisse. Cette estimation fait l'hypothèse d'un renouvellement complet des 420'000 compteurs et considère l'ensemble des coûts et les bénéfices directs liés à une infrastructure de comptage communicant pendant 20 ans, comparé au maintien de l'infrastructure de comptage classique actuellement en place.

L'analyse aboutit à une première estimation d'un déploiement généralisé de compteurs communicants pour le gaz en Suisse autour de 138 MCHF<sup>109</sup> (0,26 CHF/MWh) :

- L'investissement s'élève à ~135 MCHF (0,25 CHF/MWh) ;
- Les coûts d'exploitation s'élèvent à ~80 MCHF (0,15 CHF/MWh) ;
- Le déploiement de compteurs communicants permet des économies directes chiffrées à ~77 MCHF (-0,14 CHF/MWh).

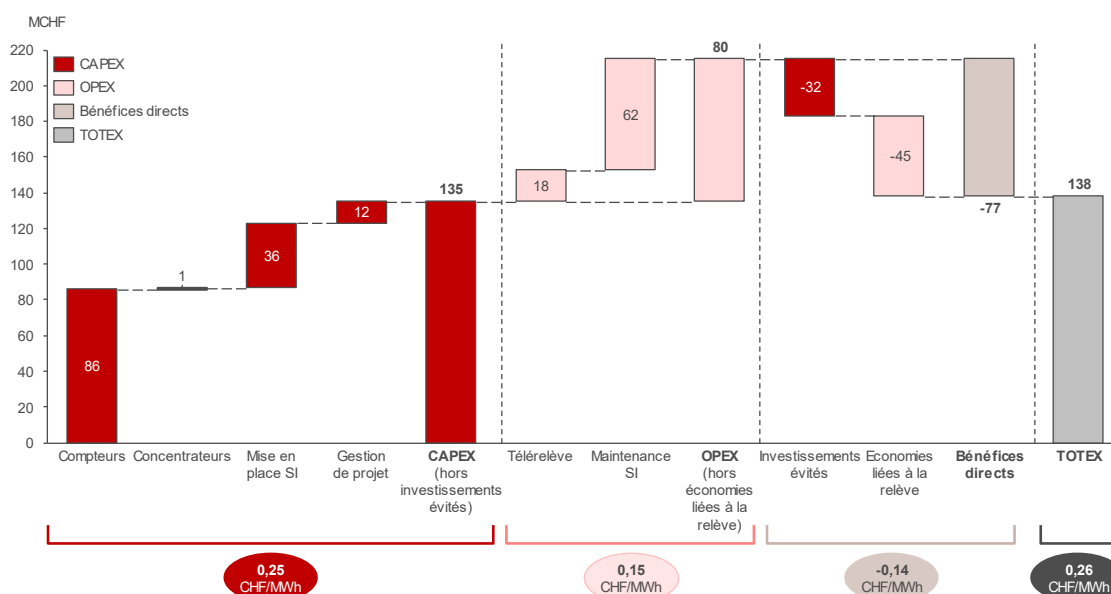


Figure 44: Estimation *bottom-up* des coûts et bénéfices directs d'un déploiement généralisé de compteurs communicants gaz en Suisse (scénario B)

L'ensemble des hypothèses pour l'estimation du coût complet de déploiement de compteurs communicants gaz est présenté en annexe.

*Coûts complets d'investissement (hors bénéfices directs d'investissement)*

Les investissements représentent 135 millions de Francs pour le système suisse.

Achat et installation des compteurs :

L'achat et l'installation de compteurs communicants est estimé à 86 MCHF :

- Le coût des compteurs communicants est estimé à 130 CHF/compteur pour les clients consommant moins de 1 GWh/an et à 350 CHF/compteur pour les clients industriels consommant plus de 1 GWh/an. L'estimation est confirmée par les études coûts/bénéfices réalisées en Europe et par les coûts annoncés par les constructeurs. Le surcoût des compteurs communicants est principalement lié à l'intégration d'un module de communication radio ou GPRS. Les coûts liés aux évolutions possibles des exigences

<sup>109</sup> En Valeur Actuelle Nette (actualisation à 3,83%)

METAS sont considérés identiques pour les compteurs communicants et les compteurs classiques ;

- Le coût d'installation des compteurs communicants est estimé à 80 CHF pour l'installation d'un petit compteur (< 1 GWh/an) et 150 CHF pour l'installation d'un compteur industriel (> 1 GWh/an). Il est à noter qu'un surcoût éventuel pourrait apparaître pour l'installation de compteurs communicants, si le module radio doit être activé au moment de l'installation (protocole retenu par exemple par GRDF).

### **Retours d'expérience en Europe**

Le coût des compteurs résidentiels (hors installation) varie entre 60 CHF et 200 CHF selon les plans de déploiement généralisés. La variabilité des coûts est principalement liée aux spécifications attendues (communication bilatérale du compteur, équipement de capteurs de température voire de pression, afficheur déporté de consommation, etc.), mais aussi du volume de compteurs achetés.

A titre d'illustration, au début de son déploiement en Italie, Italgas faisait face à des coûts élevés de compteurs (autour de 160€ par compteur résidentiel) du fait des petits volumes achetés et d'une personnalisation complète des équipements pour répondre aux spécifications définies par le régulateur. En déployant aujourd'hui de l'ordre du million de compteurs par an, Italgas parvient à acquérir ses compteurs résidentiels entre 50 et 60€ unitaires.

### Déploiement des concentrateurs :

Dans les zones urbaines, nous faisons l'hypothèse que la relève des compteurs communicants a lieu par l'intermédiaire de concentrateurs qui reçoivent par radiofréquence les données des compteurs alentour et les transmettent au système central par GPRS. Nous estimons qu'un concentrateur est capable de collecter et d'agréger les données quotidiennes de 1'000 compteurs suffisamment à proximité – estimation confirmée par la revue des analyses coûts-bénéfices réalisées en Europe et les entretiens avec les experts en France et en Italie. Ce sont dès lors environ 400 concentrateurs qu'il s'agit de déployer sur le territoire suisse. A un coût unitaire de 2'000 CHF (installation et équipements auxiliaires inclus), le coût de déploiement des concentrateurs est estimé à 1 MCHF.

Dans les zones rurales, la faible densité de compteurs ne justifie pas le déploiement d'un réseau de communication local avec concentrateurs : nous faisons dès lors l'hypothèse que les compteurs sont équipés d'un module de communication GPRS et transmettent leurs données de mesure directement au système central de l'EAG.

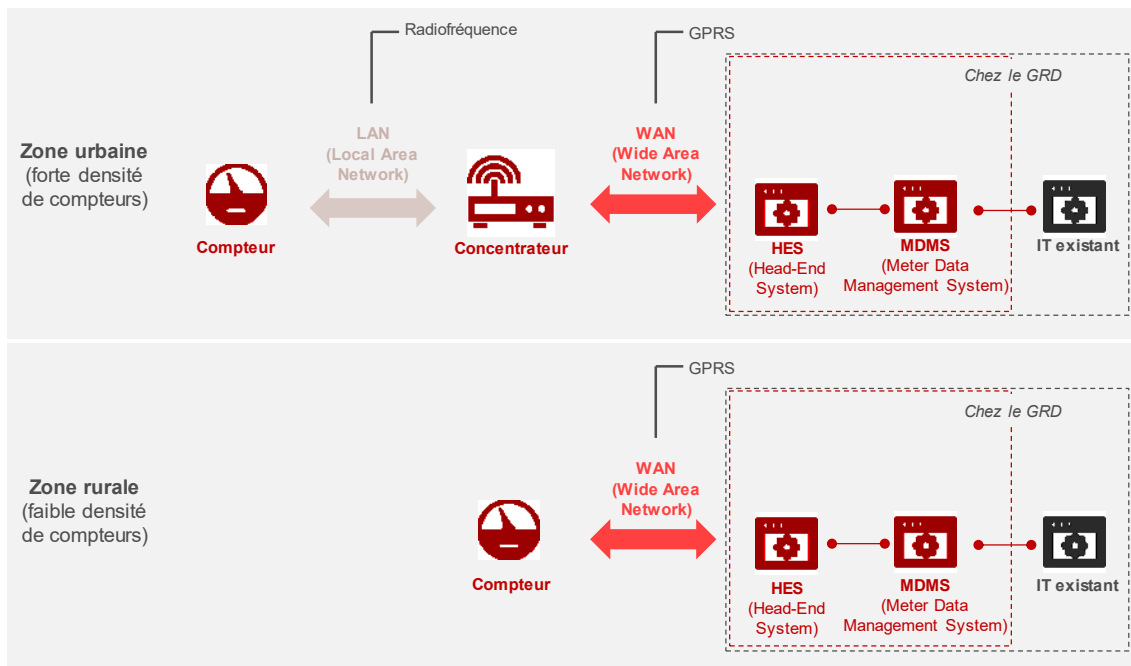


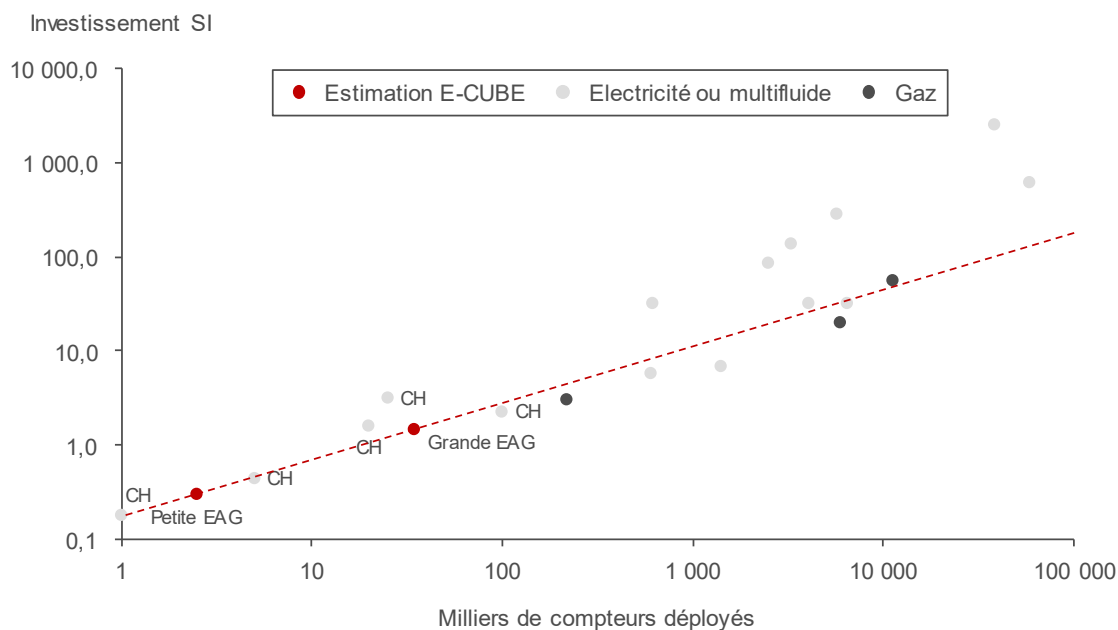
Figure 45 : Schéma explicatif de l'infrastructure de communication envisagée selon la densité de compteurs

#### Mise en place du système informatique (Head End et MDMS) :

L'infrastructure de comptage communicant requiert un système central de collecte des données relevées sur toute la zone de desserte (Head End) et d'un système informatique de traitement de ces données (Metering Data Management System). Si des solutions standardisées existent sur le marché, développées par tous les acteurs spécialisés, un travail important est nécessaire pour l'adaptation de ces solutions aux spécificités de l'EAG, puis l'intégration à l'architecture informatique existante (notamment l'EDM).

Les coûts de mise en place du système informatique font apparaître une forte variabilité entre les projets de déploiement. Un effet d'échelle important apparaît cependant à la lecture des analyses financières de ces projets. A partir de la revue de plusieurs analyses budgétaires en Suisse et en Europe dans le cadre de la mise en œuvre de projets pilotes ou de projets de déploiements (électricité, gaz, multifluide), nous estimons l'investissement dans le système informatique (Head End + MDMS) à 1,5 MCHF pour une grande EAG (~35'000 clients, soit environ 45 CHF/compteur) et à 300 kCHF pour une petite EAG (~2'500 clients, soit environ 120 CHF/compteur). Le coût total imputable au développement des systèmes informatiques pour la gestion des compteurs communicants est alors estimé à 36 MCHF.





**Figure 46 : Estimation du coût de mise en place du système informatique selon le nombre de compteurs déployés (en MCHF à gauche et CHF/compteur à droite)<sup>110</sup>**

Les plus petites EAG en Suisse ne desservent que quelques centaines de clients et seraient difficilement en mesure de supporter les coûts d'infrastructure informatique (Head End + MDMS) nécessaires au comptage communicant. Il est dès lors probable que les plus petites EAG mutualisent leur projet de déploiement pour atteindre une taille critique suffisante de quelques milliers voire quelques dizaines de milliers de clients (taille critique en ligne avec les estimations réalisées en France par la CRE).

#### **Mutualisation multifluide**

Plusieurs sociétés de distribution électrique et de services industriels ont déjà engagé le déploiement de compteurs communicants sur leur zone de desserte, en particulier dans le cadre de l'obligation légale de déployer des compteurs électriques intelligents chez 80% des clients électriques avant 2027 (LEne).

Si le déploiement de compteurs communicants gaz s'inscrit dans un projet de déploiement multifluide, les coûts de développement SI devraient être mutualisés : une analyse ad hoc est dédiée à cette possibilité.

#### Gestion de projet :

Le déploiement généralisé de compteurs communicants représente un projet de grande envergure pour tout GRD, impliquant non seulement un budget important mais aussi un niveau de complexité élevé (définition des spécifications techniques, gestion des appels d'offres,

<sup>110</sup> Analyse à partir des données utilisées dans le chiffrage de déploiements en Suisse et en France (information publique et base de données interne)

coordination du déploiement, formation des opérateurs, communication auprès des parties-prenantes, etc.). Nous estimons que l'ensemble de ces coûts représente 10% de l'investissement total (hors investissements évités), soit 12 MCHF.

#### *Coûts d'exploitation d'une infrastructure de comptage communicant (hors bénéfices directs d'exploitation)*

Une infrastructure de comptage communicant déployée chez tous les consommateurs en Suisse, entraîne des coûts d'exploitation qui sont estimés à 80 MCHF.

#### Transmission des données mesurées (télérelève) :

Le coût complet de transmission des données mesurées est estimé à 18 MCHF.

Dans les zones urbaines, les compteurs communicants transmettent leurs données de mesures à pas journalier aux concentrateurs via un réseau local de communication (Local Area Network, LAN) par radiofréquence : le LAN s'appuyant sur des bandes passantes publiques, le coût de transmission locale des données est nul ou négligeable. Les concentrateurs retransmettent les données reçues au Head-End par GPRS en utilisant les réseaux télécoms existants : l'abonnement auprès de l'opérateur et le coût de transmission des données est estimé à 30 CHF/an pour chaque concentrateur.

Dans les zones rurales, les compteurs communiquent leurs données de mesure directement au Head-End par le réseau GPRS, impliquant le même coût de 30 CHF/an pour chaque compteur.

#### Maintenance des systèmes informatiques :

Les systèmes informatiques en place pour la collecte et le traitement des données télérelevées (Head End + MDMS) requièrent une maintenance régulière pour la correction de ses dysfonctionnements, sa mise à jour et d'éventuelles améliorations ou adaptations pour accueillir de nouvelles fonctionnalités. Nous basons notre estimation sur l'hypothèse retenue par ECOPLAN [48] dans son analyse coûts-bénéfices du déploiement de compteurs intelligents en Suisse dans le secteur électrique (hypothèse cohérente avec les standards observés sur le marché informatique), qui estime que la maintenance des systèmes informatiques équivaut à 12% de l'investissement chaque année.

Le coût de maintenance des systèmes informatiques est dès lors estimé à 62 MCHF.

#### *Bénéfices directs liés au déploiement de compteurs communicants*

Le déploiement de compteurs communicants permet d'économiser ~77 MCHF lors de l'investissement et de l'exploitation de l'infrastructure.

#### Investissements évités :

Le déploiement des compteurs communicants se substitue au renouvellement naturel des compteurs classiques en place, dont le coût, estimé à 32 MCHF, est dès lors évité :

- Nous estimons qu'au moment du déploiement des compteurs communicants, les compteurs remplacés sont à mi vie ;
- Après revue européenne, nous estimons le coût d'un compteur classique entre 60 CHF (pour un compteur < 1 GWh/an) et 250 CHF (pour un compteur > 1 GWh/an) –

l'installation des compteurs classiques étant estimée au même coût que l'installation des compteurs communicants.

#### Economies liées à la télérelève des compteurs :

La mise en place d'une infrastructure de comptage communicant vient bouleverser l'activité de relève des EAG, qui n'ont plus besoin d'envoyer un opérateur pour relever physiquement les compteurs. Ces économies sont estimées à 45 MCHF.

Nous distinguons ci-après relève régulière et relève spéciale :

- La relève régulière concerne la relève annuelle ou semestrielle de tous les compteurs en vue de la réalisation des décomptes de consommation. Nous estimons le coût d'une relève régulière à 4,5 CHF/compteur (soit environ dix compteurs relevés par heure lors de la tournée d'un opérateur) en zones urbaines et 6 CHF/compteur (soit entre cinq et sept compteurs relevés par heure lors de la tournée d'un opérateur). En considérant que les compteurs des clients <1 GWh/an (respectivement >1 GWh/an) sont relevés à pas annuel (respectivement trimestriel), la fin de la relève physique permise par les compteurs communicants permet une économie estimée à 19 MCHF.
- La relève spéciale concerne essentiellement la gestion des déménagements et des changements de fournisseur, qui requièrent une relève exceptionnelle du compteur pour le décompte final avant clôture du contrat. Nous estimons le coût de relève spéciale à 15 CHF/compteur (soit une relève en vingt minutes) en zone urbaine et à 30 CHF/compteur (soit une relève en quarante minutes) en zone rurale :
  - Nous estimons que 8% des clients changent de fournisseur chaque année (hypothèse en ligne avec le taux moyen de passage en marché libre observé sur le marché de l'électricité). Les économies permises par le comptage communicant sur les relèves spéciales liées au changement de fournisseur sont donc estimées à 27 MCHF ;
  - Nous estimons que 10% des compteurs connaissent un changement de client dû à un déménagement chaque année. Le taux de déménagement de 15% en Suisse n'est pas directement applicable, du fait qu'une part importante des compteurs gaz concernent des logements collectifs. Les économies permises par le comptage communicant sur les relèves spéciales liées aux déménagements sont donc estimées à 17 MCHF.

#### **Hétérogénéité des procédures de relève en Suisse**

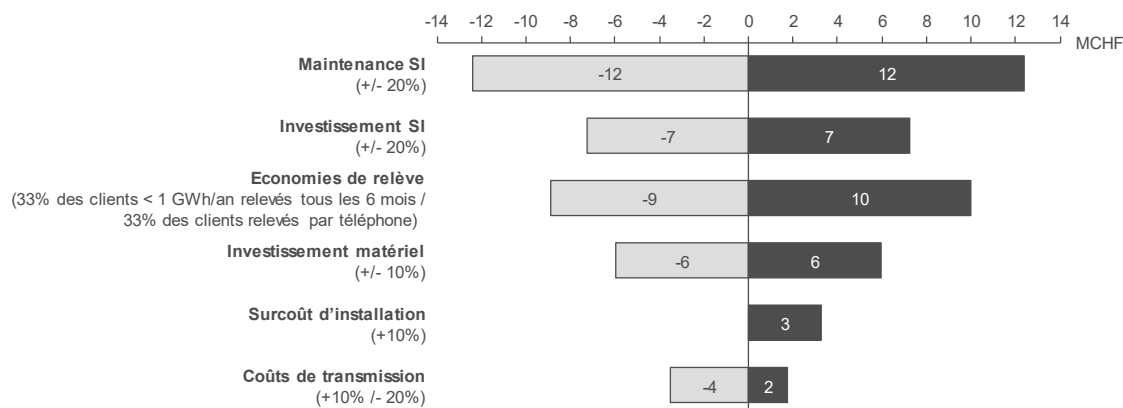
Les procédures de relève varient considérablement en Suisse selon l'EAG et le type de client considéré. Si la relève annuelle semble la plus répandue, certaines sociétés procèdent à des relèves trimestrielles ou mensuelles, ou proposent un service de relève téléphonique.

L'impact de cette hétérogénéité est étudié dans l'analyse de sensibilité.

#### *Analyse de sensibilité*

Dans cette partie, l'estimation des coûts et bénéfices directs du déploiement généralisé de compteurs communicants en Suisse dans le scénario B est soumise à la sensibilisation des

hypothèses retenues. L'écart maximal à référence est estimé autour de +/- ~40 MCHF – soit un bilan coûts / bénéfices directs variant de ~100 MCHF à ~179 MCHF.



**Figure 47 : Analyse de sensibilité sur les coûts et bénéfices directs d'un déploiement généralisé de compteurs communicants (scénario B) – référence à 138 MCHF**

Les coûts liés aux systèmes informatiques (Head End et MDMS) font l'objet de la plus grande incertitude, compte tenu de la grande variabilité observée sur les cas étudiés selon la taille de la Société, le type de solution informatique utilisée (solution développée en interne, solution standard du marché, etc.) et des spécifications attendues. En considérant une incertitude de 20% sur ces coûts, le bilan économique du déploiement pourrait varier de 19 MCHF à la hausse comme à la baisse.

Les économies liées aux relèves régulière et spéciale des compteurs dépend fortement de l'hypothèse de procédure de relève (référence : relève physique annuelle, resp. trimestrielle, pour les relèves régulières des clients < 1 GWh/an, resp. des clients > 1 GWh/an), variable selon l'EAG considérée et le type de client : certaines EAG choisissent de relever leurs clients tous les trois à six mois, voire tous les mois pour les plus gros consommateurs, d'autres proposent à leurs clients de les relever par téléphone :

- Si l'hypothèse d'une relève régulière semestrielle est retenue chez 33% des clients < 1 GWh/an, les économies réalisées augmentent de 9 MCHF du fait du nombre rehaussé de déplacements des opérateurs évités.
- A l'inverse, si l'hypothèse que 33% des clients sont relevés par téléphone est retenue<sup>111</sup>, les économies réalisées diminuent de 10 MCHF du fait que la télérelève remplace une procédure moins coûteuse que la relève physique par l'opérateur de l'EAG.

Si la technologie de comptage communicant atteint aujourd'hui un certain niveau de maturité, le coût total d'investissement dans le matériel (compteurs et infrastructure de communication) peut être amenée à varier, que ce soit du fait d'effets d'échelle (une mutualisation de achats entre EAG pourrait réduire le coût unitaire des compteurs) ou de spécifications technologiques différentes du cas de référence (communication bilatérale des compteurs, équipement de capteurs de température, affichage déporté de la consommation, etc.). En considérant une

<sup>111</sup> Nous considérons dès lors que le coût de relève est divisé par trois.

incertitude de 10% sur le coût d'investissement dans ces équipements, le bilan économique du déploiement pourrait varier de 6 MCHF à la hausse comme à la baisse.

D'autres incertitudes moins conséquentes sont prises en compte :

- Selon la procédure retenue, il est possible que l'installation des compteurs communicants soient plus coûteuse que celle de compteurs classiques, par exemple compte tenu de l'activation éventuelle des modules de communication ou d'un temps consacré à l'information individuelle des clients. Un surcoût de 10% pour l'installation des compteurs communicants impliquerait une variation de 3 MCHF à la hausse du bilan économique du déploiement.
- Les coûts de gestion de projet peuvent varier à la hausse comme à la baisse selon la taille des EAG, leur mutualisation éventuelle, ou selon le niveau d'acceptation du projet par les parties prenantes (consommateurs, collectivités publiques). Une incertitude de 20% sur le coût de gestion de projet implique une variabilité de 2 MCHF sur le bilan économique du déploiement.
- Les coûts de transmission des données de consommation mesurées du compteur jusqu'au Head End de l'EAG pourraient être revues à la hausse si une proportion plus importante de compteurs ne peuvent être intégrées aux réseaux locaux permis par les concentrateurs. Ils pourraient plus probablement être revus à la baisse compte tenu de la baisse continue des coûts de communication. Une hausse de 10% (respectivement une baisse de 20%) des coûts de transmission impliquerait une augmentation de 2 MCHF (respectivement une baisse de 4 MCHF) des coûts et bénéfices directs du déploiement.

### **Analyse ad-hoc : Mutualisation gaz / électricité chez les EAG multifluides**

Conformément à l'OApEI depuis 1er janvier 2018, les entreprises d'approvisionnement en électricité sont tenues de déployer des compteurs intelligents chez 80% de leurs clients (OApEI, article 31e).

La majorité des sociétés d'approvisionnement en gaz suisses<sup>112</sup> gèrent aussi la distribution électrique sur leur zone de desserte et sont par conséquent concernées par l'obligation de déploiement de compteurs électriques intelligents – indépendamment des évolutions réglementaires du secteur gazier. Certaines entreprises d'approvisionnement ont choisi de profiter du déploiement obligatoire dans le secteur électrique pour engager un renouvellement complet de tous les équipements de mesure sur leur zone de desserte et ainsi bénéficier de mutualisation de coûts.

Dans cette partie, nous faisons l'hypothèse que les EAG ayant aussi le rôle d'EAE sur leur zone de desserte (soit deux tiers des entreprises) mutualiseraient leur projet de déploiement de compteurs gaz et électriques. Nous considérons que dans ce cas, il existe de fortes synergies sur les systèmes informatiques (*Head-end* et MDMS et leur intégration).

Dès lors, dans l'hypothèse d'un déploiement conjoint électricité / gaz, les coûts liés aux systèmes informatiques, supportés *a priori* par l'entreprise dans le cadre du déploiement de compteurs

---

<sup>112</sup> Deux tiers des entreprises de distribution membres de l'ASIG (représentant les trois quarts du gaz distribué) sont aussi entreprises d'approvisionnement en électricité [5].

intelligents, ne sont plus pris en compte dans l'analyse des coûts et bénéfices directs du comptage.

### Autres impacts envisageables d'un déploiement mutualisé gaz / électricité

Le Royaume-Uni, les Pays-Bas et l'Irlande ont tous trois choisi de déployer en même temps les compteurs communicants gaz et électricité. Le Royaume-Uni et les Pays-Bas considèrent que des économies de mutualisation peuvent aussi être réalisées lors de l'installation des compteurs : le cas britannique suppose une économie d'environ 20% sur les frais d'installation du compteur. Les synergies d'installation nous paraissent cependant plus complexes notamment car les compétences requises pour les installations des compteurs électricité et gaz ne sont pas forcément les mêmes.

En tenant compte de ces gains de mutualisation, le bilan coûts / bénéfices du déploiement de compteurs communicants dans le scénario B est estimé à 73 MCHF.

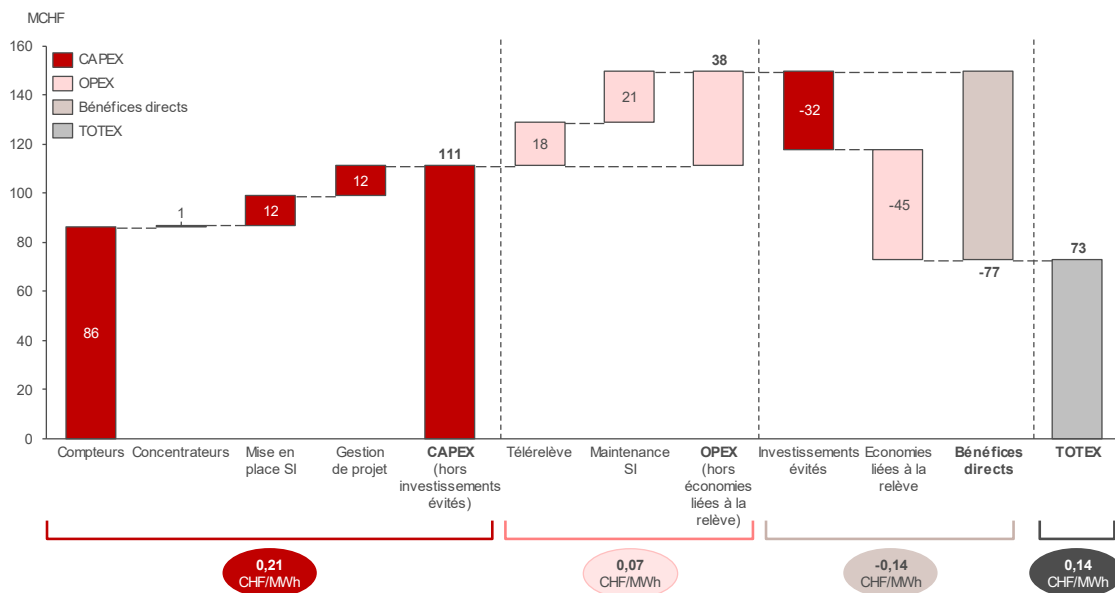


Figure 48 : Bilan coûts / bénéfices directs du déploiement de compteurs communicants dans le scénario B en considérant des gains de mutualisation gaz / électricité chez les EAG multifluides

L'analyse de sensibilité conduite sur ces résultats fait émerger une plage d'incertitude entre 34 MCHF et 100 MCHF.

### Estimation à partir des cas européens (approche top-down)

Plusieurs pays membres de l'Union européenne ont conduit une analyse coûts-bénéfices d'un éventuel déploiement généralisé de compteurs communicants dans le secteur du gaz. Les

résultats de dix analyses coûts-bénéfices sont synthétisés dans un rapport de la Commission européenne en 2014 [49].

L'extrapolation des résultats de coûts estimés dans les 10 pays européens au cas suisse permet d'obtenir une estimation du coût d'un déploiement généralisé de ~440'000 compteurs entre 90 et 140 MCHF, soit une estimation légèrement inférieure aux résultats de l'analyse *bottom-up*.

Cette extrapolation ne tient cependant pas compte des surcoûts éventuels liés au contexte suisse, notamment lié aux salaires.

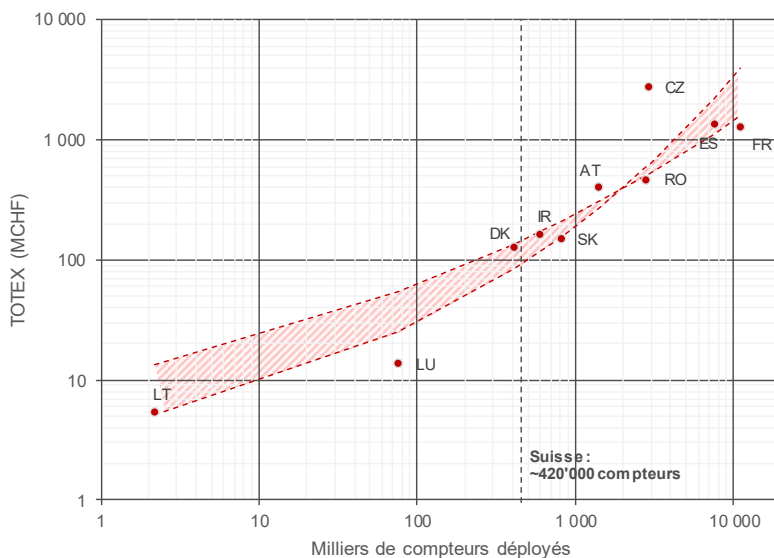


Figure 49 : Investissements pour le déploiement généralisé de compteurs communicants dans 10 pays européens (coûts absolus en haut, coût par compteur en bas) [49]<sup>113</sup>

#### 4.4.3 Coûts et bénéfices directs du comptage dans le scénario A (ouverture partielle du marché aux > 100 MWh/an)

Dans le scénario A d'ouverture partielle du marché aux clients consommant plus de 100 MWh/an, nous étudions une procédure de déploiement de compteurs communicants uniquement chez les clients accédant au marché libre, soit environ 3'000 compteurs par an (voir 3.2.4) : un tel déploiement se traduit par l'installation annuelle de 250 compteurs communicants pour une grande EAG (~35'000 clients) et d'une vingtaine de compteurs communicants pour une petite EAG (~2'500 clients).

##### **Analyse bottom-up**

Le faible nombre de compteurs déployés et le changement de procédure de déploiement viennent modifier plusieurs estimations réalisées dans le scénario B d'un déploiement généralisé de compteurs communicants :

<sup>113</sup> Hypothèse : 1 € = 1,15 CHF

- Le déploiement des compteurs s'étale sur 12 ans (8% de passage en marché libre par an) ;
- Le coûts unitaire des compteurs est revu à la hausse (+20%) du fait des effets d'échelle sur les volumes d'achat ;
- La faible densité de compteurs communicants installés ne justifie pas le déploiement de concentrateurs : tous les compteurs déployés sont dès lors équipés de modules GPRS en communication directe avec le Head-End (modèle appliqué en zone rurale dans le scénario B) ;
- L'infrastructure logicielle mise en place est plus légère mais fait face à un effet d'échelle important. A partir de l'analyse des coûts SI dans plusieurs cas d'étude en Europe et en Suisse<sup>114</sup> : nous estimons l'investissement dans un système informatique (Head End + MDMS) à 300 kCHF pour chaque grande EAG et à 75 kCHF pour chaque petite EAE.

En prenant en compte ces considérations, les coûts et bénéfices directs d'un déploiement généralisé de compteurs communicants chez les clients libres dans le scénario A sont estimés à un total d'environ 28 MCHF (0,07 CHF/MWh) :

- L'investissement s'élève à ~17 MCHF (0,04 CHF/MWh) ;
- Les coûts d'exploitation s'élèvent à ~20 MCHF (0,05 CHF/MWh) ;
- Le déploiement de compteurs communicants permet des économies directes chiffrées à ~9 MCHF (-0,02 CHF/MWh).

---

<sup>114</sup> Le détail de l'analyse est présenté dans le cadre de l'estimation bottom-up des coûts et bénéfices directs d'un déploiement dans le scénario B.



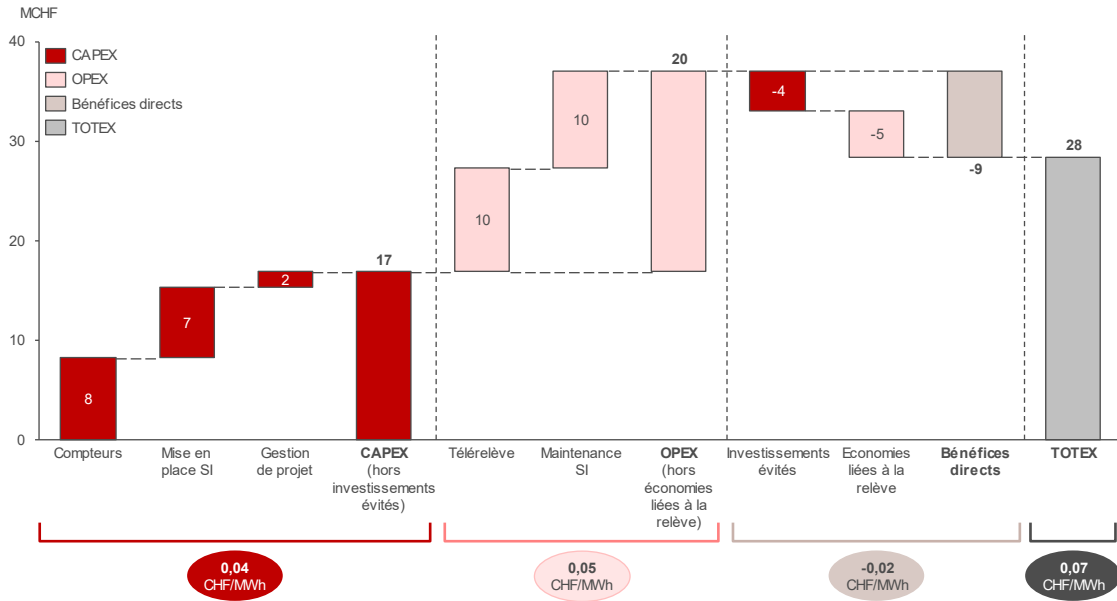


Figure 50 : Estimation *bottom-up* des coûts et bénéfices directs d'un déploiement généralisé de compteurs communicants gaz en Suisse (scénario A)

### Analyse de sensibilité

Dans cette partie, l'estimation des coûts et bénéfices directs du déploiement généralisé de compteurs communicants en Suisse dans le scénario A est soumise à la sensibilisation des hypothèses retenues. L'écart maximal à référence est estimé autour de 7 MCHF à la hausse comme à la baisse – soit un bilan coûts / bénéfices directs variant de ~21 MCHF à ~35 MCHF.

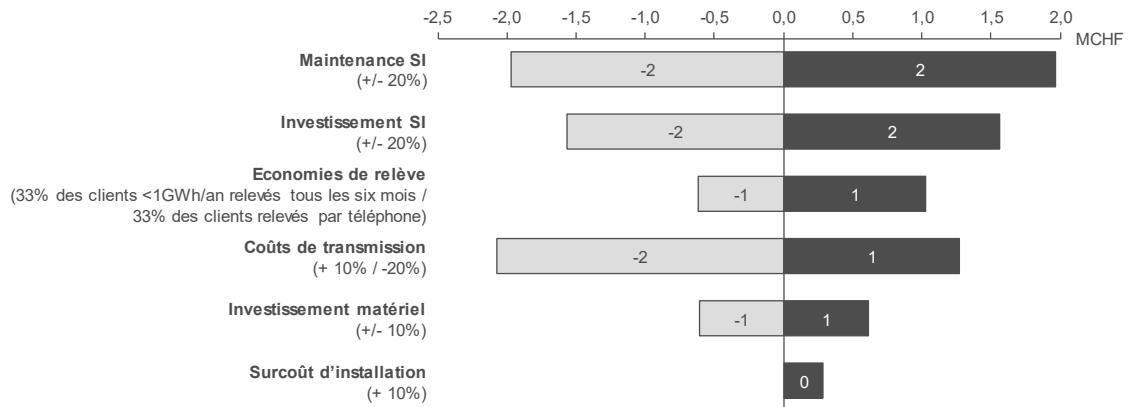


Figure 51 : Analyse de sensibilité sur les coûts et bénéfices directs d'un déploiement généralisé de compteurs communicants (scénario A) – référence à 28 MCHF

### Analyse ad-hoc : Mutualisation gaz / électricité chez les EAG multifluides

La prise en compte de gains de mutualisation gaz / électricité chez les EAG multifluides qui ont l'obligation de déployer des compteurs communicants chez 80% de leurs clients électricité

(OApEI art. 31e) entraîne une baisse de l'estimation du bilan coûts / bénéfices directs du déploiement de compteurs dans le scénario A à 17 MCHF<sup>115</sup>.

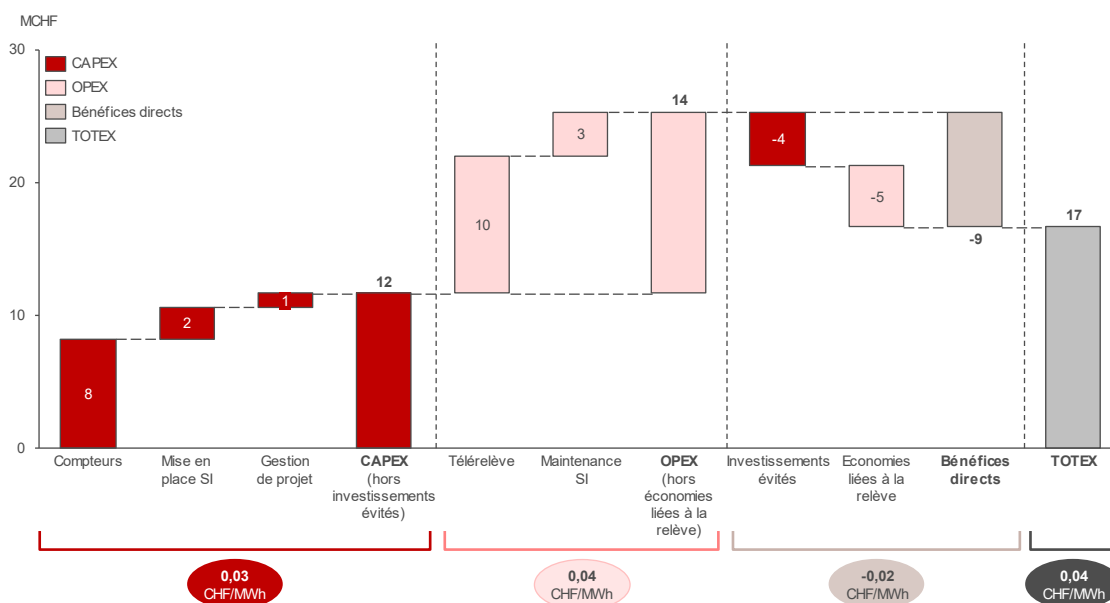


Figure 52 : Bilan coûts / bénéfices directs du déploiement de compteurs communicants dans le scénario A en considérant des gains de mutualisation gaz / électricité chez les EAG multifluides

L'analyse de sensibilité conduite sur ces résultats fait émerger une plage d'incertitude entre 5,4 MCHF et 21 MCHF.

#### 4.4.4 Coûts et bénéfices directs du comptage dans le scénario C (ouverture partielle du marché aux > 1 GWh/an)

Dans le scénario C d'ouverture partielle du marché aux clients consommant plus de 1 GWh/an, nous étudions une procédure de déploiement de compteurs communicants uniquement chez les clients accédant au marché libre, soit environ 350 compteurs par an (voir 3.2.4) : un tel déploiement se traduit par l'installation annuelle d'une trentaine de compteurs communicants pour une grande EAG (~35'000 clients) et de moins de cinq compteurs communicants pour une petite EAG (~2'500 clients).

#### **Analyse bottom-up**

Le faible nombre de compteurs déployés et le changement de procédure de déploiement viennent modifier plusieurs estimations réalisées dans le scénario B d'un déploiement généralisé de 420'000 compteurs communicants :

<sup>115</sup> Le détail du contexte de l'analyse ad-hoc est présenté dans le cadre des analyses pour le scénario B, en page 128.

- Le déploiement des compteurs s'étale sur 12 ans (8% de passage en marché libre par an) ;
- Le coût unitaire des compteurs est revu à la hausse (+40%) du fait des effets d'échelle sur le volume d'achat ;
- La faible densité de compteurs communicants installés ne justifie pas le déploiement de concentrateurs : tous les compteurs déployés sont dès lors équipés de modules GPRS en communication directe avec le Head-End (modèle appliqué en zone rurale dans le scénario B) ;
- L'infrastructure logicielle mise en place est plus légère mais fait face à un effet d'échelle important. A partir de l'analyse des coûts SI dans plusieurs cas d'étude en Europe et en Suisse<sup>116</sup> : nous estimons l'investissement dans un système informatique (Head End + MDMS) à 75 kCHF pour chaque grande EAG et à 20 kCHF pour chaque petite EAE.

#### **Arbitrage entre remplacement et équipement des compteurs industriels [34] [42]**

Les cas français et italien de déploiement de compteurs communicants démontrent la possibilité d'une alternative au changement complet des compteurs chez les grands consommateurs. Chez les plus grands consommateurs dont les compteurs représentent un coût important et permettent déjà une mesure à courbe de charge, il est possible de les équiper de modules de communication des données.

En prenant en compte ces considérations, les coûts et bénéfices directs d'un déploiement généralisé de compteurs communicants chez les clients libres dans le scénario C sont estimés à un total d'environ 6,0 MCHF (0,02 CHF/MWh) :

- L'investissement s'élève à ~4,4 MCHF (0,03 CHF/MWh) ;
- Les coûts d'exploitation s'élèvent à ~3,7 MCHF (0,01 CHF/MWh) ;
- Le déploiement de compteurs communicants permet des économies directes chiffrées à ~2,2 MCHF (-0,01 CHF/MWh).

---

<sup>116</sup> Le détail de l'analyse est présenté dans le cadre de l'estimation bottom-up des coûts et bénéfices directs d'un déploiement dans le scénario B.

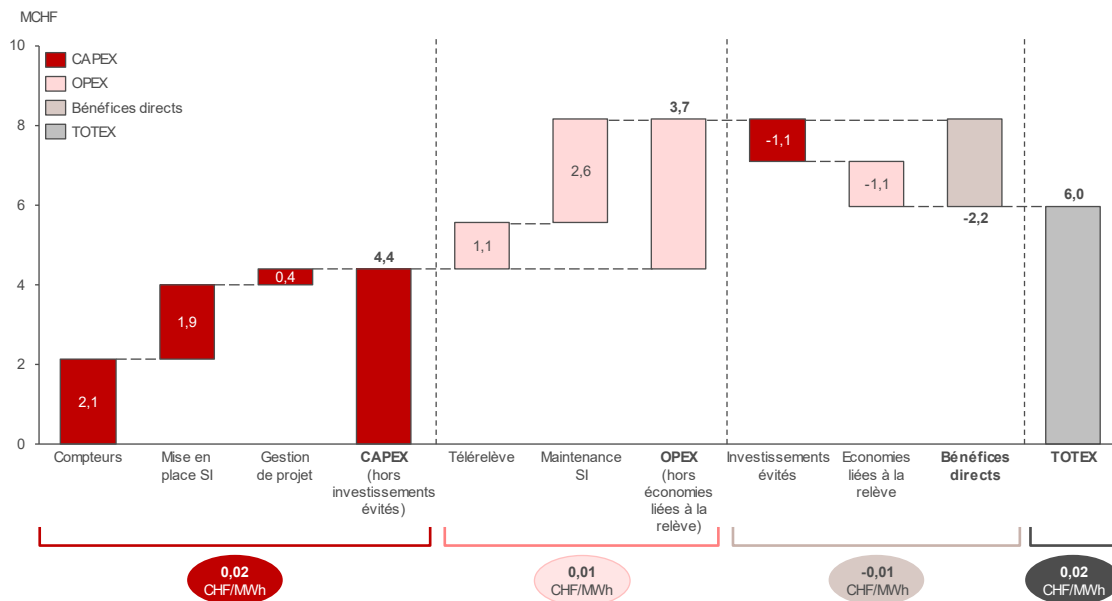


Figure 53 : Estimation bottom-up des coûts et bénéfices directs d'un déploiement généralisé de compteurs communicants gaz en Suisse (scénario C)

### Analyse de sensibilité

Dans cette partie, l'estimation des coûts et bénéfices directs du déploiement généralisé de compteurs communicants en Suisse dans le scénario A est soumise à la sensibilisation des hypothèses retenues. L'écart maximal à référence est estimé autour de ~2,0 MCHF à la baisse et ~1,5 MCHF à la hausse – soit un bilan coûts / bénéfices directs variant de ~4,0 MCHF à ~7,5 MCHF<sup>117</sup>.

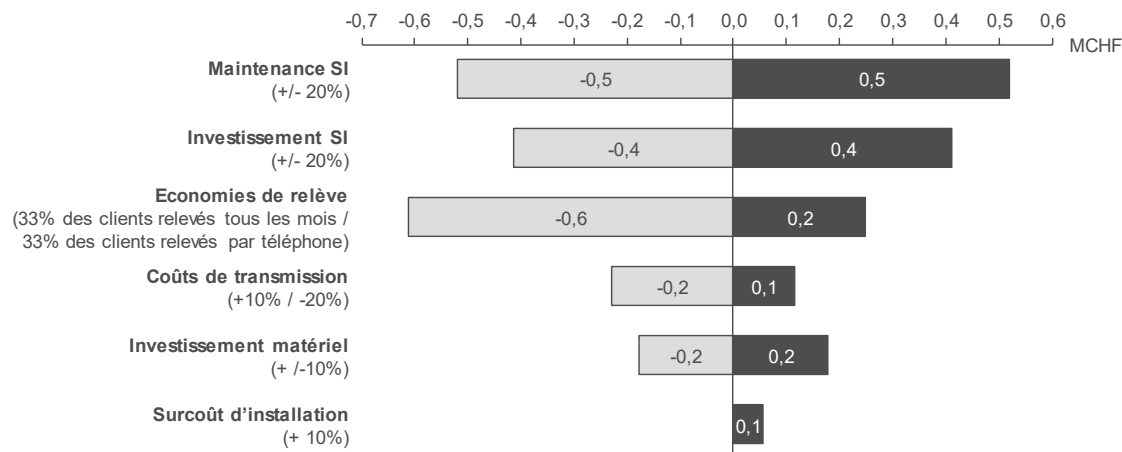


Figure 54 : Analyse de sensibilité sur les coûts et bénéfices directs d'un déploiement généralisé de compteurs communicants (scénario C) – référence à 6,0 MCHF

<sup>117</sup> Critère de sensibilité à la baisse pour les économies de relèver : 50% des clients sont relevés tous les mois contre tous les trimestres dans l'hypothèse de référence. Les autres critères sont identiques que dans les autres scénarios.

### Analyse ad-hoc : Mutualisation gaz / électricité chez les EAG multifluides

La prise en compte de gains de mutualisation gaz / électricité chez les EAG multifluides qui ont l'obligation de déployer des compteurs communicants chez 80% de leurs clients électricité (OApEI art. 31e) entraîne une baisse de l'estimation du bilan coûts / bénéfices directs du déploiement de compteurs dans le scénario C à 2,9 MCHF<sup>118</sup>.

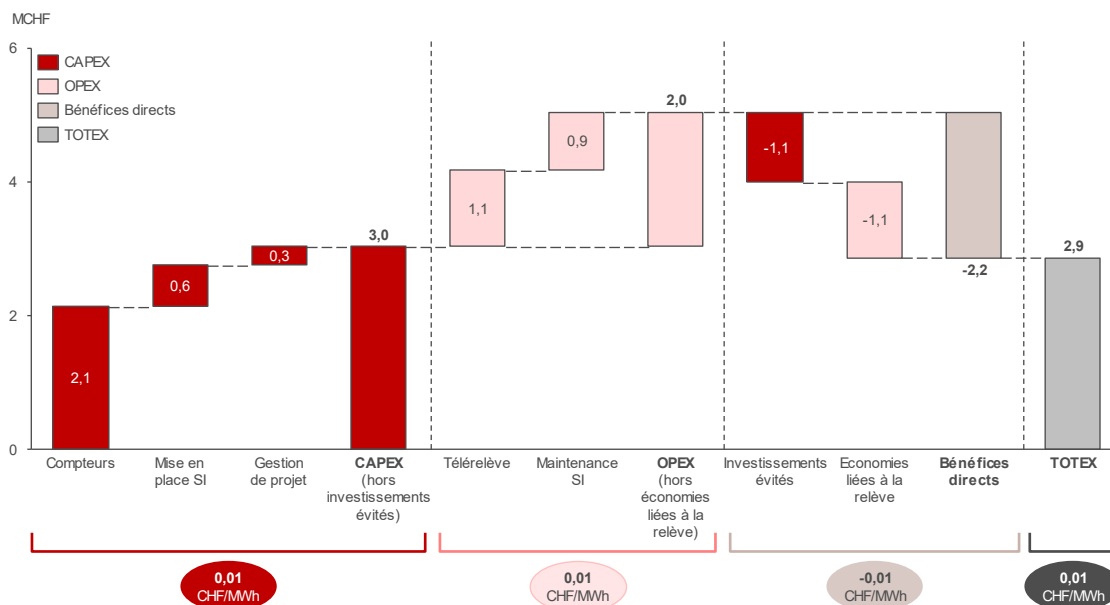


Figure 55 : Bilan coûts / bénéfices directs du déploiement de compteurs communicants dans le scénario C en considérant des gains de mutualisation gaz / électricité chez les EAG multifluides

L'analyse de sensibilité conduite sur ces résultats fait émerger une plage d'incertitude entre -2,8 MCHF et 3,8 MCHF.

## 4.5 Potentiel d'économies lié à l'équilibrage

Les méthodes d'allocation contribuent directement ou indirectement pour la réalisation des nominations par les fournisseurs :

- Avec une méthode d'allocation par profilage sur le modèle allemand dans lequel les allocations des clients profilés ont lieu la veille du jour de livraison, l'allocation est prise comme référence à la nomination. Les écarts entre consommations allouées *ex-ante* et les consommations effectives sont payés collectivement par tous les fournisseurs de clients profilés à travers la SLP-Bilanzierungsumlage, contribution forfaitaire en ct/kWh. ;
- Avec une méthode d'allocation par profilage sur le modèle français dans lequel les allocations des clients profilés ont lieu après livraison avec la prise en compte d'un terme

<sup>118</sup> Le détail du contexte de l'analyse ad-hoc est présenté dans le cadre des analyses pour le scénario B, en page 128.

de bouclage, le modèle de profilage reste mis à disposition des fournisseurs qui peuvent l'utiliser pour réaliser leurs nominations. Les écarts entre nominations et consommations allouées sont payés individuellement par chaque fournisseur (énergie d'équilibrage).

- Avec une méthode d'allocation par comptage, les fournisseurs ont à disposition la consommation de leurs clients télérelevés en J-2 pour les orienter sur les nominations de consommations en J (il s'agit d'une obligation du Network Code européen). Les écarts entre nominations et consommations allouées sont payés individuellement par chaque fournisseur (énergie d'équilibrage).

Cette partie vise à analyser le potentiel maximal théorique d'économies liées à l'équilibrage grâce à une amélioration des prévisions que pourraient permettre les compteurs communicants face à une méthode de profilage. Nous calculons le potentiel maximal théorique d'économies à partir de l'estimation des imprécisions des modèles de profilage : il s'agit dès lors d'un maximum, dans la mesure où le recours aux compteurs ne saurait totalement supprimer les imprécisions des prévisions.

L'analyse de la précision des modèles de profilage en France et en Allemagne a permis d'estimer les écarts moyens journaliers entre quantités nominées et quantités effectivement consommées à 10% en France (qui dispose d'un système de bouclage) et de 6% à 14%<sup>119</sup> en Allemagne (qui ne dispose pas de système de bouclage).

### **Estimation du potentiel de réduction de l'énergie de réglage chez les clients < 1 GWh/an**

Pour les clients consommant moins de 1 GWh/an dont l'usage du gaz est très majoritairement à des fins thermiques, une partie des écarts est directement liée à l'imprécision de la prévision de température, inhérente aux aléas météorologiques et aux gradients géographiques de température entre la station météorologique et le lieu de consommation : cet écart est indépendant de la méthode de nomination et ne saurait être réduit en cas de nomination grâce aux mesures de compteurs communicants. L'application d'un écart de prévision de la température de 2°C aux profils standards développés en France induit un écart moyen de 4% sur les prévisions de consommation (voir encadré méthodologique). Nous estimons par conséquent qu'une erreur de 4% est inévitable et indépendante de la méthode retenue. Sous l'hypothèse que l'erreur de profilage en Suisse sera à 10%, le potentiel maximal d'amélioration des prévisions chez les clients consommant moins de 1 GWh/an est donc de 6% du volume total consommé.

#### **Méthodologie**

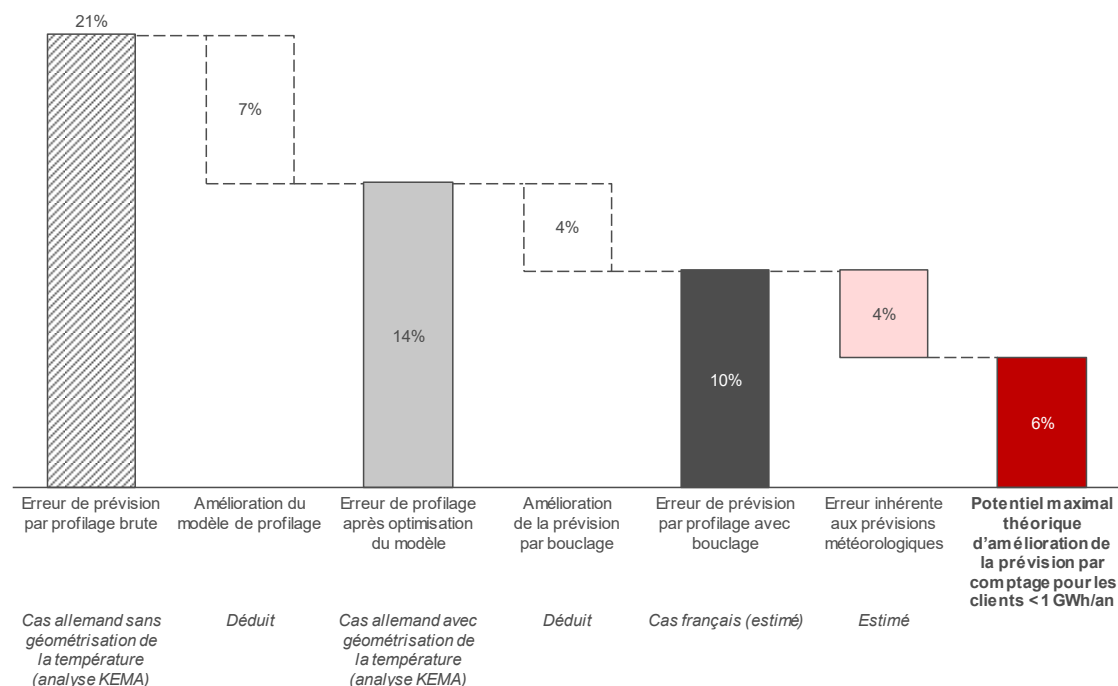
L'évaluation de la part d'erreur de prévision de consommation inévitable car liée aux erreurs de prévisions météorologiques s'appuie sur l'estimation faite par MétéoFrance (MétéoSuisse ne communique pas sur la précision de ses prévisions température) que les prévisions de température à 24h pour un point donné ont une précision moyenne de l'ordre de 1°C à 1,25°C [50]. En tenant compte des écarts de température possibles

---

<sup>119</sup> L'erreur augmente à 20% si le GRD choisit d'utiliser uniquement la température au jour J pour le calcul d'allocation, au lieu d'utiliser la moyenne géométrique des températures entre J-2 et J.

entre la station de mesure météorologique et le site de consommation, nous prenons comme hypothèse une erreur moyenne de prévision de la température à 2°C.

Les profils types de consommations développés en France ont fait l'objet d'une analyse de sensibilité à la température. Une différence de 2°C sur la température induit une variation de 4% de la consommation estimée par les profils (la consommation estimée par les profils varie d'un peu moins de 2% pour chaque variation de 1°C).



**Figure 56 : Estimation du potentiel maximal théorique d'économies liées à l'équilibrage pour les clients < 1 GWh/an**

### Estimation du potentiel de réduction de l'énergie de réglage chez les clients > 1 GWh/an

Les clients consommant plus de 1 GWh/an (segment P3) affichent un usage du gaz principalement non thermique, leur consommation est donc faiblement impactée par la température et ne fait par conséquent pas l'objet d'incertitudes structurelles liées aux aléas météorologiques. Dès lors, le potentiel maximal théorique d'amélioration de leur prévision de consommation est estimé à 10%.

Cependant, selon les résultats de l'enquête de l'ASIG auprès des EAG en Suisse [7] (détaillés en partie 3.3), moins d'une centaine de clients industriels (segments I4 et I5) couvrent une consommation totale de 9,6 TWh, sur les 19,2 TWh consommés par les clients consommant plus de 1 GWh/an. Compte tenu du niveau de consommation de ces clients, nous considérons qu'ils ont déjà accès au marché libre conformément à la convention signée entre la branche et

l'industrie<sup>120</sup>. Dans ce cadre, ces clients sont déjà équipés de compteurs communicants et ne sont pas concernés par le potentiel maximal théorique d'économies d'équilibrage.

En conclusion, le potentiel maximal théorique d'économies liées à l'équilibrage pour les clients consommant plus de 1 GWh/an est estimé à 10% du volume consommé par les clients qui ne sont pas déjà en marché libre, représentant une consommation annuelle de 9,6 TWh.

### Potentiel maximal théorique d'économies liées à l'équilibrage

Conformément au Network Code européen [4], le prix des écarts est fixé comme le maximum entre le prix de l'énergie de réglage observé durant la journée gazière et le prix moyen Spot observé durant la journée gazière rehaussé d'un facteur de pénalisation, à 2% en Allemagne et 2,5% en France. Nous estimons que ces facteurs de pénalisation sont représentatifs du surcoût des écarts non prévus par les nominations pour le système.

Les économies maximales théoriques liées à une amélioration de la prévision grâce au comptage sont donc estimées à :

$$\Delta = \delta * E_{profilés} * P_{Spot} * Pénalité$$

Où  $\delta$  est le potentiel maximal théorique d'amélioration de la prévision par comptage (estimé à 6% pour les clients < 1 GWh/an et à 10% pour les clients > 1 GWh/an),  $E_{profilés}$  est l'énergie totale consommée par les clients profilés pendant l'année,  $P_{Spot}$  est le prix moyen Spot, pris égal à 2 ct/kWh, et la *Pénalité* est prise égale à 2,5%.

Au global, les économies maximales théoriques sont par conséquent estimées en valeur actuelle nette entre 6,7 et 15 MCHF<sup>121</sup> selon le scénario considéré<sup>122</sup>.

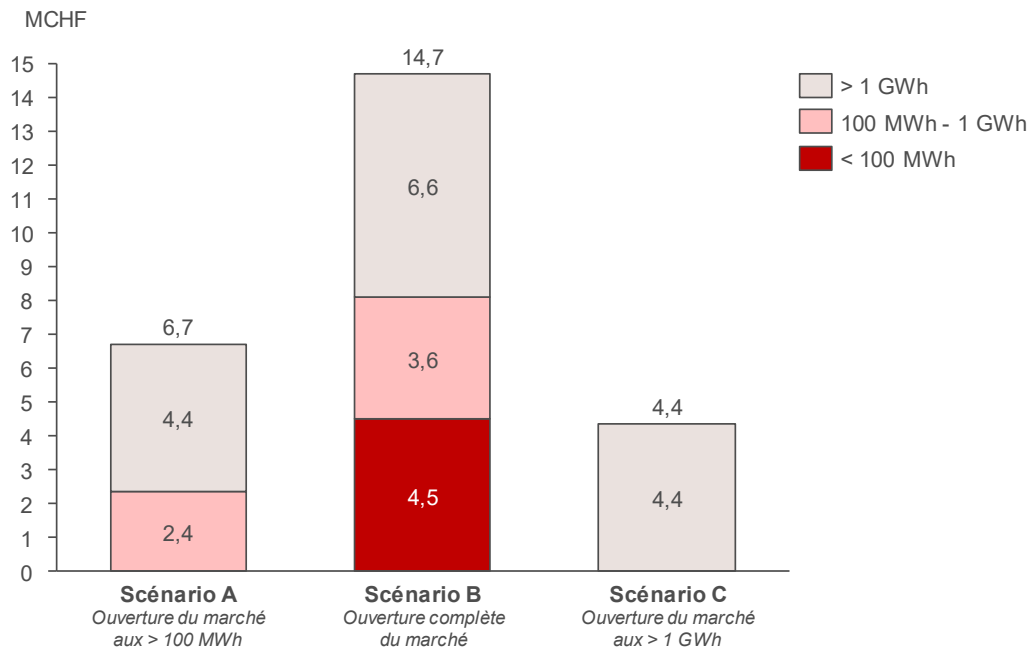
---

<sup>120</sup> La consommation moyenne de chaque client du segment I5 (respectivement I4), à 380 GWh/an (respectivement à 77 GWh/an), donne *a priori* aux clients de ces segments l'accès au marché libre.

<sup>121</sup> Sur 20 ans, actualisation à 3,83%

<sup>122</sup> Les écarts pour une même catégorie selon le scénario dépendent de la vitesse de déploiement des compteurs























**Figure 57 : Potentiel maximal théorique d'économies liées à l'équilibrage**

Il convient cependant de noter que, pour les petits clients, ces potentiels estimés sont des maxima théoriques :

- En Italie, où les compteurs communicants se substituent au profilage pour tous les clients équipés, Italgas n'a pas chiffré d'amélioration de la précision d'allocation (même si Italgas considère que globalement les allocations sont de meilleure qualité avec une méthode par comptage) ;
- Dans son analyse coûts-bénéfices des compteurs communicants gaz en France auprès des clients résidentiels, la CRE estimait les gains d'amélioration des prévisions grâce aux compteurs comme marginaux (5 M€ sur un bilan de l'ordre du milliard d'euro).

## 5 Avantages et inconvénients indirects

### 5.1 Synthèse

Segment	R1	R2	P1	R3	P2	P3
<b>consommation annuelle (MWh/an)</b>	(< 100)	< 100	< 100	> 100	100–1'000	> 1'000
<b>Nombre de clients</b>	79'134 19%	266'975 64%	37'000 7%	26'546 6%	6'267 3%	4'078 1%
<b>Critère 2</b> Contribution à l'exploitation des flexibilités	(P)				 Pas de possibilité d'exploitation	
	(C)	 Pas d'impact sur les consommations thermiques très peu flexibles			 Contribution à un meilleur équilibrage des utilisateurs (mais besoin de flexibilité plus limité que dans le secteur électrique)	
<b>Critère 3</b> Contribution au développement de la concurrence	(P)	 L'allocation par profilage peut faciliter la procédure de nomination pour les fournisseurs tiers (modèle allemand)				
	(C)	 Le comptage communicant n'apparaît pas nécessaire au développement de la concurrence. Il peut cependant faciliter le développement de services innovants.				
<b>Critère 4</b> Amélioration de l'expérience client	(P)	 Le profilage n'a aucun impact sur l'expérience client			 Ecarts de facturation potentiellement importants pour les grands consommateurs	
	(C)	 La télérelève permet d'éviter des rattrapages de facturation (importants pour les gros consommateurs), une résolution plus rapide des réclamations clients et pourrait permettre le développement de nouvelles offres tarifaires				
<b>Critère 5</b> Augmentation de l'efficacité énergétique	(P)	 Aucun impact attendu du profilage sur l'efficacité énergétique des consommateurs				
	(C)	 L'amélioration de l'efficacité énergétique des consommateurs est l'un des arguments clés justifiant les déploiements en Europe, bien qu'elle n'ait pas encore été démontrée à large échelle				
<b>Critère 6</b> Compatibilité aux nouveaux usages du gaz	(P)	 Le profilage freine le rapprochement multi-énergie en divergeant de la dynamique engagée dans l'électricité vers le comptage communicant. Les usages spécifiques sont cependant limités à court et moyen terme et pourraient bénéficier d'un équipement spécifique.				
	(C)	 Développement du secteur gaz dans la tendance du secteur électrique, possibilité d'utilisation des données de comptage fines pour le dimensionnement du réseau et l'optimisation des usages combinés (ex : couplages chaleur-force, P2G)				
<b>Critère 7</b> Contrôle de l'efficacité des GRD	(P)	 Une incitation pourrait être mise en place vis-à-vis de la branche pour l'amélioration globale du modèle de profilage – impact faible sur la performance générale du GRD				
	(C)	 Modèles incitatifs mis en place dans le cadre des plans de déploiement (France), accès à un volume important de données pour renforcer le contrôle des GRD				
<b>Critère 8</b> Simplicité de mise en œuvre	(P)	 Procédure majoritairement centralisée, pouvant être déployée en un temps limité. La simplicité des procédures de profilage sera cependant clé dans leur bonne appropriation par les EAG, en particulier les plus petites.				
	(C)	 Procédure complexe impliquant potentiellement le rapprochement des EAG, une exposition sociétale forte (confidentialité données), un risque financier plus important, un temps de déploiement long – Mais			 Exposition sociétale plus limitée si déploiement circonscrit aux clients professionnels, meilleure maîtrise budgétaire. Le déploiement peut être accéléré sur les plus grands clients	
		 possibilité de mutualiser le projet avec le déploiement de Smart Meters électriques pour la majorité des EAG				

Définition des notations d'impact de la méthode sur le critère considéré (P = Profilage, C = Comptage) :

 Très négatif    
  Négatif    
  Neutre    
  Positif    
  Très positif

Tableau 21 : Synthèse de l'analyse avantages / inconvénients (hors critère coûts / bénéfices directs)

## 5.2 Critère 2 : Contribution à l'exploitation des flexibilités

Le déploiement de compteurs communicants permet de piloter de la consommation du client (soit à distance si le compteur dispose d'un module de communication bilatérale, soit manuellement). Dès lors, à l'instar de ce qui a eu lieu au Royaume Uni et en France dans le secteur électrique, un marché de services systèmes appuyés sur des opérations d'effacement de consommation pourrait émerger, en contribuant à la flexibilisation du système gazier suisse tout en rémunérant éventuellement les consommateurs pour leur flexibilité.

Cependant, du fait d'un besoin en flexibilité moindre dans le système gazier que dans le système électrique (existence d'une flexibilité « naturelle » dans le système gazier grâce aux stocks en conduite et stockages), et à cause de spreads limités sur les marchés de gros comparés à l'électricité (ou des écarts de 3000 €/MWh peuvent être constatés dans des cas extrêmes), l'attractivité d'un tel marché est à confirmer. Il est en particulier peu probable qu'une flexibilisation de la consommation émerge chez les petits consommateurs dont l'usage est principalement thermique et par conséquent peu pilotable : si le potentiel de flexibilité en utilisant l'inertie thermique dans l'électricité pour déplacer la consommation de quelques dizaines de minutes voire heures est envisageable, il apparaît plus complexe à mettre en œuvre pour déplacer la consommation sur un ou plusieurs jours (maille de flexibilité utile pour le gaz)

Pour sa part, le profilage ne contribue aucunement à l'exploitation des flexibilités chez les consommateurs.

## 5.3 Critère 3 : Contribution au développement de la concurrence sur le marché de détail

### 5.3.1 Facilité d'accès au marché pour un fournisseur tiers

Les entretiens réalisés en Allemagne, en France et en Italie n'ont pas démontré d'impact majeur du comptage communicant sur l'accès au marché de détail pour les fournisseurs alternatifs : avant même le déploiement massif de compteurs communicants marchés présentent des taux d'ouverture importants. A titre d'illustration, le marché de détail en France affiche une ouverture marquée au niveau national (les fournisseurs historiques ne détiennent que 43% du marché dont 10% en tarifs réglementés).

Ce sont plus les procédures et interfaces avec les GRD qui peuvent limiter l'accès au marché :

- En France, la CRE souligne les très faibles ouvertures du marché sur les zones de desserte des entreprises locales de distribution (desservant quelques dizaines de milliers de clients). Une des raisons qui expliquent cette faible ouverture réside dans la faible attractivité de ces zones de desserte donnant accès à un petit nombre de clients, à mettre en regard de la complexité des procédures pour accéder à ces marchés [29] ;
- En Allemagne, l'entrée en vigueur de Gabi Gas 1.0 a visé une forte simplification des procédures d'équilibrage pour les fournisseurs sur le marché de détail, notamment en

leur enlevant la responsabilité des écarts de prévisions sur les clients profilés. Cette simplification avait vocation à stimuler le développement de la concurrence sur le marché en facilitant l'accès des fournisseurs alternatifs [17]. C'est en particulier vrai pour les nouveaux entrants qui ne disposent pas d'une masse critique de client et pour lesquels les erreurs de prévision peuvent être importante au début de l'activité.

La mise en œuvre d'une méthode d'allocation appuyée sur du profilage permet à ce titre une simplification des procédures pour les fournisseurs alternatifs à deux niveaux. D'abord, le modèle de profilage représente un outil mis à disposition des fournisseurs pour les prévisions de consommation (modèles français et italien). Dans le modèle allemand, le profilage est même utilisé tel quel pour la réalisation des nominations des fournisseurs, qui n'ont dès lors plus la charge du calcul des prévisions.

### 5.3.2 Facilité de changement de fournisseur pour le client

A l'aval du marché, la concurrence est portée par la facilité pour un client de changer de fournisseur.

Dans toutes les géographies étudiées en Europe et indépendamment du type de compteur chez le client, le changement de fournisseur est sans frais pour le client et effectif en moins de trois semaines (cas français et allemand) à moins de deux mois (cas italien) – la procédure de résiliation du contrat de fourniture précédent étant portée par le nouveau fournisseur. La facilité de changement de fournisseur pour le client ne dépend par conséquent pas de la méthodologie d'allocation retenue.

#### **Coût de changement de fournisseur**

Si le changement de fournisseur est gratuit pour le client, il ne l'est pour autant pas pour le système (le coût étant porté par le GRD et/ou le fournisseur). Nous identifions les postes de coûts suivants :

- Le coût de la relève spéciale du compteur pour le décompte final du client sur son contrat de fourniture dépend du type de relève (physique ou télérelève) du compteur. Il est pris en compte dans l'analyse des coûts et bénéfices directs (critère 1) ;
- Le coût administratif de résiliation du contrat et de création du nouveau compte fait partie des coûts d'acquisition client (*Cost to Acquire*) et ne dépend pas de la méthode de relève ou d'allocation.

Pour autant, dans les scénarios A et C d'ouverture partielle du marché, un modèle basé sur le comptage communicant dans lequel le compteur est équipé uniquement chez les clients accédant au marché libre (modèle retenu pour l'ouverture du marché de l'électricité aux gros consommateurs) impliquerait une difficulté supplémentaire pour tout client choisissant de quitter son fournisseur historique si le coût du compteur est uniquement supporté par le client qui accède au marché libre ou par son nouveau fournisseur (cas d'une libéralisation de la métrologie).

### 5.3.3 Potentiel de différenciation entre les fournisseurs

La stimulation du marché de détail peut être enfin permise par la possibilité pour les fournisseurs de se différencier. A ce titre, les compteurs communicants, offrent un suivi de consommation

suffisamment fin (impossible avec le profilage seul) pour permettre aux fournisseurs de proposer un catalogue tarifaire élargi en différenciant leurs tarifs selon le moment de consommation (exemple : offres à tarif réduit le Weekend en France dans le secteur électrique).

Pour autant, la faible flexibilité dont disposent la majorité des clients (en usage thermique difficilement déplaçable) risquent de limiter l'impact de ces innovations tarifaires sur la différenciation des fournisseurs. Pour ces derniers une différenciation des tarifs fait aussi moins de sens que dans le secteur électrique au vu des faibles variations des cours du marché du gaz selon l'heure de la journée ou le jour de la semaine.

## 5.4 Critère 4 : Contribution à l'amélioration de l'expérience client

Si le profilage n'apporte aucun levier supplémentaire au client, le comptage communicant peut permettre d'améliorer son expérience sur trois aspects : la minimisation des rattrapages de facturation, le traitement des demandes clients et l'innovation tarifaire.

### 5.4.1 Minimisation des rattrapages de facturation

Le recours au profilage implique une estimation de la consommation du client entre deux relevés : des écarts apparaissent dès lors entre l'estimation de consommation et la consommation relevée, et des rattrapages de facturation ont lieu régulièrement.

Pour les gros consommateurs professionnels, de tels rattrapages entraînent une incertitude potentiellement importante sur les charges d'exploitation de l'entreprise, qui peuvent être évitées grâce au comptage communicant.

### 5.4.2 Traitement des demandes clients

La possibilité de relève à distance des compteurs communicants offre la possibilité pour les services-client des EAG de traiter à distance une partie des demandes (contestations de facture, changement de tarif, etc.), réduisant non seulement le temps de traitement de la demande pour le client, mais aussi les coûts de service-client (*Cost-to-Serve*) pour l'EAG<sup>123</sup> et l'impact sur le client.

### 5.4.3 Innovation tarifaire

La mise en place de comptage communicant permet aux fournisseurs de définir des tarifs différenciés selon le moment de consommation (exemple : différenciation semaine / weekend), qui ne sont pas permis par les compteurs classiques du fait d'une relève à pas trop grand, ou peuvent contribuer au développement d'offres de pilotage de consommation – le compteur communicant du GRD servant de référence au décompte des consommations.

---

<sup>123</sup> Ces économies possibles ne sont pas quantifiées dans l'analyse des coûts et bénéfices directs.

Au vu des plus faibles flexibilités des consommations dans le secteur du gaz comparé au secteur électrique, et des variations de prix plus faibles sur les marchés de gros, ces innovations tarifaires pourraient cependant afficher une valeur ajoutée limitée pour le client.

## 5.5 Critère 5 : Contribution à l'amélioration de l'efficacité énergétique

Tous les déploiements de compteurs communicants dans le secteur du gaz en Europe ont été justifiés par une ambition de réduction de la consommation, chiffrée entre 0,5% et plus de 7% selon le pays.

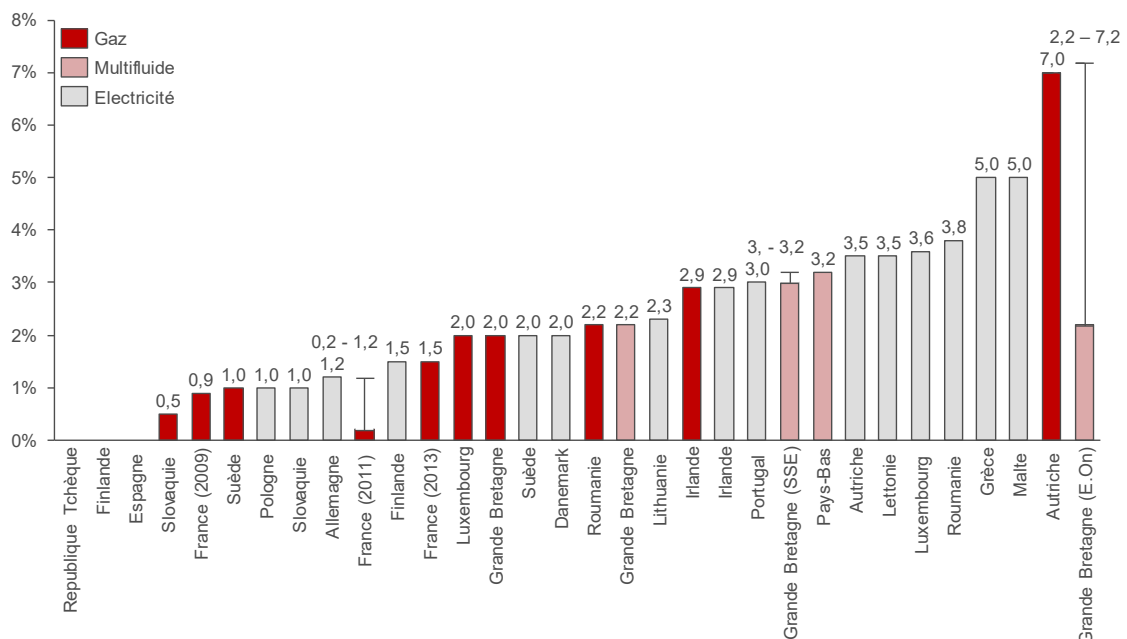


Figure 58 : Estimations du potentiel de réduction de la consommation permis par le déploiement de compteurs communicants [33] [49]

Les réductions de consommation anticipées résulteraient principalement :

- d'une meilleure visibilité du client sur sa consommation (qui entraînerait une prise de conscience accrue et un accroissement des initiatives d'amélioration de consommation) ; et
- du développement d'un marché de services énergétiques qui s'appuierait sur les données de consommation générées par les compteurs communicants.

Hors pertes non techniques (fraude), c'est le facteur principal qui conduit au choix de déployer compteurs communicants en Europe.

Une réduction de consommation de 1% (sans autre coût additionnel que le comptage communicant) pour l'ensemble des usages gaz en Suisse représenterait ~100 MCHF<sup>124</sup> de bénéfice additionnel pour le comptage communicant.

Pour autant, certains membres de l'Union européenne considèrent marginal le potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique grâce au déploiement de compteurs communicants dans le secteur du gaz. Ces considérations s'appuient sur les caractéristiques structurelles du système gazier, principalement porté par une consommation à usage thermique dont l'optimisation est difficile sauf grand plan de rénovation (changement d'installation de chauffage, rénovation de l'enveloppe thermique du bâtiment), et dont des données de consommation à pas journalier n'apporteraient que peu d'information complémentaire au client sur sa consommation, qui ne varie pas à cette fréquence mais plutôt sur des cycles saisonniers – relativement bien estimés par le profilage.

## 5.6 Critère 6 : Compatibilité aux nouveaux usages du gaz

Le secteur du gaz pourrait faire face à certaines évolutions potentiellement importantes concernant les usages de l'énergie, dont en particulier l'émergence de productions décentralisées de gaz renouvelable injecté sur le réseau de distribution et les convergences des usages gaz / électricité / eau.

### 5.6.1 Production décentralisée de gaz sur le réseau de distribution

La stratégie énergétique 2050 engagée en Suisse vise à exploiter l'ensemble des gisements d'énergie renouvelable accessibles. Dans ce cadre, un potentiel important de production de gaz renouvelable est identifié dans les biodéchets et les sous-produits agricoles. Selon l'ASIG, l'exploitation de ce potentiel pourrait conduire au raccordement d'un nombre croissant d'installations de méthanisation au réseau de distribution de gaz naturel [51]. A plus long terme, l'émergence de technologies de production de gaz renouvelable à partir de pyrogazéification ou d'électrolyse pourrait accroître encore la part de la production distribuée injectée dans le réseau.

L'accès à un suivi fin des flux de gaz dans le réseau de distribution permis par les compteurs communicants déployés sur tout le territoire pourrait fournir aux exploitants du réseau des outils pour optimiser les points de raccordement de ces nouvelles installations, voire leurs périodes d'injection. Si ces possibilités ont été considérées, notamment en France par la CRE, les GRD ne considèrent pas de telles analyses comme nécessaires à leurs opérations [35].

### 5.6.2 Convergence des usages multifluides (gaz, électricité, eau)

Dans la dynamique générale observée dans le secteur électrique où le déploiement de compteurs communicants devient le standard (en Allemagne, le BDEW accompagne les distributeurs dans la mise en place de leurs plans de déploiement [11] malgré le résultat négatif de l'analyse coûts / bénéfices du comptage communicant), le maintien d'une procédure de comptage classique dans

---

<sup>124</sup> Prix du gaz à 20 CHF/MWh, actualisation du gain sur 20 ans à 3,83%

le secteur gazier pourrait dans ce contexte exposer la filière à un risque de divergence avec la filière électrique et un risque d'image).

Dans la pratique, les applications du gaz tendent de manière croissante à être couplées à l'électricité, que ce soit aujourd'hui à travers le développement de couplages chaleur-force (principalement pour l'alimentation de réseaux de chaleur à distance) et à l'avenir à travers le développement de micro-cogénérations<sup>125</sup> (pour le chauffage résidentiel). La convergence des deux fluides conduit à des opportunités d'optimisation qui nécessitent un contrôle des installations à un pas suffisamment fin. La mise en place de compteurs communicants avec communication bidirectionnelle pourrait permettre le contrôle à distance de ces installations. Pour autant, les compteurs communicants aujourd'hui déployés en Europe pour le gaz ne disposent pas de la capacité de communication bidirectionnelle nécessaire au contrôle à distance.

## 5.7 Critère 7 : Contrôle de l'efficacité des GRD

Dans ce critère, nous évaluons dans quelle mesure le profilage et le comptage peuvent contribuer à la mise en place d'outils de régulation des GRD, en particulier de régulation incitative (incitation financière ou régulation Sunshine).

### 5.7.1 Contribution du profilage

Si le modèle de profilage est complètement développé de manière centralisée (modèle français), alors les GRD ne disposent individuellement d'aucun levier sur l'amélioration de leurs procédures d'allocations.

Si le GRD peut individuellement décider du modèle de profilage qu'il opère (modèle allemand), une régulation incitative peut être mise en place en vue de l'amélioration de la précision de ses allocations – une régulation de ce type est en place en Allemagne depuis l'entrée en vigueur de Gabi Gas 2.0.

De manière générale, le profilage ne donne par ailleurs aucun éléments pouvant être utilisé par un organe de régulation pour contrôler l'efficacité du GRD.

### 5.7.2 Contribution du comptage

Les compteurs communicants génèrent des quantités importantes de données de consommation sur lesquelles des analyses pourraient être réalisées. Notamment, les données de coupures, des pertes techniques et non techniques, pourraient être remontées à partir des données de mesures et servir à l'opération d'une régulation incitative (Sunshine ou régulation financière).

Pour autant, les compteurs communicants ne permettent pas d'améliorer considérablement la visibilité sur l'exploitation du réseau ni ne constituent d'indicateurs financiers du GRD.

---

<sup>125</sup> Le Japon, leader mondial de la technologie de micro-cogénération, cible l'installation de 1,4 millions d'unités résidentielles d'ici 2020.



## Régulation incitative dans le cadre du déploiement de compteurs communicants

En Europe, les plans de déploiement à grande échelle de compteurs communicants sont encadrés par une régulation incitative avec un système de bonus / malus sur la tenue des objectifs de déploiement par le GRD.

## 5.8 Critère 8 : Complexité de mise en œuvre

### 5.8.1 Délai de mise en œuvre

Le déploiement d'une infrastructure de comptage communicant complète requiert un délai de quatre à onze ans selon les géographies étudiées, durée croissante selon le niveau de fragmentation du réseau de distribution. Le cas du déploiement de compteurs communicants en Suisse pour le secteur électrique confirme cette observation, avec une durée légale maximale de déploiement chez 80% des clients de 10 ans (2018 à 2027). Par ailleurs, les délais de déploiement font régulièrement l'objet de révisions (cas Italien dans le secteur du gaz, chez qui le déploiement des 60% de compteurs ciblés pour 2018 n'est pas encore atteint ; cas britannique dans le secteur électrique pour lequel les spécialistes s'accordent à dire que la cible de 2020 ne sera pas atteinte).

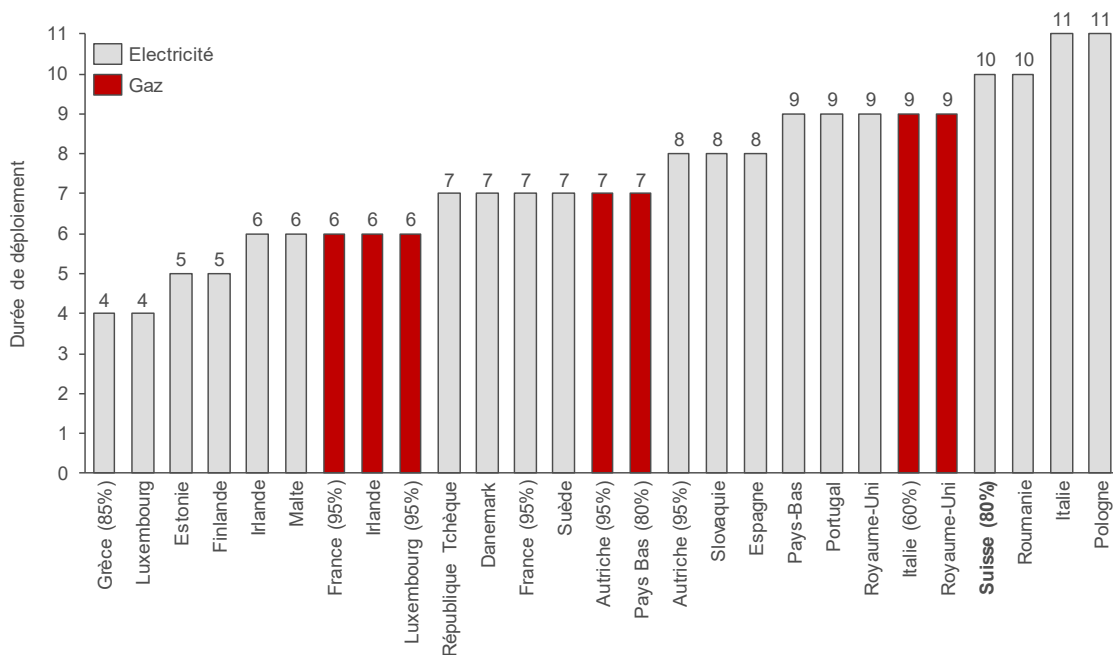


Figure 59 : Comparaison des délais de déploiement de compteurs communicants en Europe

Dans le scénario B d'ouverture complète du marché, un déploiement complet des compteurs (100% des clients équipés) – nécessaire au fonctionnement du marché ouverte, portera l'ouverture effective du marché pour tous les clients entre cinq et plus de dix ans après l'entrée en vigueur de la LAPGaz. Le recours provisoire au profilage pendant le déploiement des

compteurs communicants pourrait alors être à considérer pour réduire les délais d'ouverture du marché.

Dans les scénarios A et C, ce problème n'apparaît pas du fait d'une hypothèse d'équipement systématique de tout client accédant au marché libre (cette hypothèse vient cependant complexifier la démarche de changement de fournisseur pour le client – voir critère 3).

Dans le cas du profilage, les entretiens avec les responsables du développement des modèles de profilage en France et en Allemagne ont permis d'estimer le délai de mise en œuvre à environ deux à trois ans, notamment du fait du temps nécessaire à la collecte des données de consommation auprès de l'échantillon statistique.

Il est à noter que, dans tous les cas, l'entrée en vigueur de l'ordonnance aurait lieu au moins quelques mois après l'entrée en vigueur de la LApGaz.

#### 5.8.2 Besoin de mutualisation

Le déploiement de compteurs communicants, en particulier à large échelle, implique une complexité qui justifie le rapprochement d'entreprises locales pour réduire certains postes de coûts (achat des équipements, développements SI, gestion de projet, etc.). Si ces rapprochements sont très probables dans le cas du gaz, à l'instar des rapprochements observés dans le secteur électrique en Suisse dans le cadre du déploiement des compteurs intelligents, ils impliquent aussi une complexité organisationnelle et stratégique pour les parties prenantes.

#### 5.8.3 Risque technique et technologique

Le déploiement de compteurs communicants implique un niveau de complexité technique et technologique important exposant le distributeur à plusieurs risques :

- Les spécifications techniques, notamment fixées par le régulateur, peuvent être amenées à évoluer et conduire à un changement technologique en cours de déploiement ;
- Un haut niveau de spécification souhaité par le distributeur ou le régulateur peut contraindre les fournisseurs de solution à un degré élevé de personnalisation voire de recours à des technologies ou des processus de fabrication qui ne sont pas encore matures. Le distributeurs s'expose dès lors à un risque plus élevé de dysfonctionnement des équipements ;
- Le risque de non-vérification des spécifications identifié après le déploiement durant les phases d'opération peut entraîner des surcoûts d'adaptation voire de remplacement des équipements ;
- Certains choix techniques peuvent apparaître infructueux en phase d'exploitation, notamment concernant le choix des canaux de transmission des données (certains GRD sont confrontés à l'incapacité de remonter les mesures de consommation de compteurs installées dans des zones où la couverture télécom s'est révélée insuffisante – ce problème pouvant concerner de l'ordre de ~1% des compteurs chez certains d'entre eux).

#### 5.8.4 Risque de divergence financière

Les plans de déploiement généralisé (comme supposé dans le scénario B) sont soumis à une série d'incertitudes (dimensionnement de l'infrastructure de communication, coûts d'installation des compteurs, révision des spécifications techniques, etc.) qui pourraient entraîner un surcoût important du projet. En Grande Bretagne, le groupe parlementaire BIG (British Infrastructure Group) a publié en 2018 une investigation estimant le surcoût du déploiement de compteurs communicants à 1 milliard de livres, soit environ 10% du budget prévisionnel, notamment dû à une défaillance des compteurs perdant leurs capacités de communication bilatérale après certains changements de fournisseur, mais aussi à une obsolescence de certains réseaux téléphoniques utilisés pour la transmission des données de mesure [52]. D'autres coûts éventuellement non prévus dans les analyses prévisionnelles pourraient par ailleurs émerger, en particulier concernant la sécurisation des données télérelevés (qui implique notamment des coûts informatiques importants dans le projet de déploiement des compteurs communicants Gazpar en France [29]), ou concernant des surcoûts liés à des problèmes techniques récurrents apparaissant sur les équipements (exemple : sous-performance des batteries sur les compteurs déployés par Italgas, difficultés de transmission de certains compteurs installés dans des zones blanches [42]). Toutes les géographies étudiées ayant choisi de déployer des compteurs communicants (y-compris le Royaume Uni) ont cependant mis en place une régulation incitative sur les déploiements, avec une pénalisation éventuelle en cas de manquement des cibles (financières, de calendrier, ou de qualité de service).

Le risque financier lié au déploiement de compteurs communicants est réduit pour des plans de déploiement limités à quelques milliers ou dizaines de milliers compteurs (scénario A et C), qui se rapprochent d'un renouvellement naturel des équipements.

Les coûts inhérents à la mise en œuvre et à l'opération du profilage sont pour leur part en grande partie circonscrits à un acteur central (équipement de l'échantillon, construction du modèle), sur des montant moins élevés : le risque financier est par conséquent limité.

#### 5.8.5 **Risque de blocage sociétal**

Les retours d'expérience en Europe ont démontré le risque de blocage sociétal que pouvait impliquer le déploiement de compteurs communicants généralisés : en France, le déploiement des compteurs Linky (électriques) est confronté au refus de nombreux clients de se voir équipés, suite à des polémiques sur la dangerosité des compteurs, sur le risque d'utilisation des données à des fins non souhaitées, mais aussi sur les procédures de déploiement jugées agressives.

Le risque de blocage est plus limité en cas de déploiement limité aux clients accédant au marché libre, dans la mesure où l'équipement d'un compteur communicant s'inscrirait dans une démarche proactive de la part du client. A ce titre, il convient de noter que le déploiement de compteurs communicants chez les clients libres du secteur électrique en Suisse n'a pas fait émerger de blocage sociétal.

Pour sa part, la méthode de profilage n'implique pas le client (pas d'intrusion ou d'équipement forcé, pas d'augmentation du volume de données générées, etc.) et n'a jamais soulevé de blocage sociétal en Europe.

## 6 Recommandations finales

### 6.1 Recommandations finales dans le scénario A (référence)

Le scénario A (scénario de référence) fait l'hypothèse d'une ouverture partielle du marché de détail aux consommateurs consommant plus de 100 MWh/an.

Dans ce scénario, l'analyse des coûts et bénéfices directs du profilage et du comptage font apparaître un bilan comparable (estimations de référence : 17 – 20 MCHF pour le profilage contre 17 – 28 MCHF pour le comptage) qui ne permet pas seul d'arbitrage entre les deux méthodes d'allocation.

A la lumière des avantages et inconvénients indirects analysés à travers sept critères qualitatifs, il ressort que le déploiement de compteurs communicants chez les gros consommateurs offre des avantages, notamment d'efficacité énergétique, en ligne avec la stratégie énergétique 2050 et ouvre des possibilités attractives pour le système (innovation tarifaire, optimisation de l'équilibrage, etc.).

Au vu des faibles écarts entre les bilans des coûts et bénéfices directs pour le profilage et pour le comptage, la prise en compte des avantages et inconvénients indirects des deux méthodes d'allocation conduit à un arbitrage en faveur du déploiement de compteurs communicants chez les clients accédant au marché.

### 6.2 Recommandations finales dans le scénario B

Le scénario B fait l'hypothèse d'une ouverture complète du marché de détail à tous les consommateurs.

Dans ce scénario, les coûts et bénéfices directs du profilage, estimés à un total de 23 – 26 MCHF, sont largement inférieurs au bilan des coûts et bénéfices directs du comptage estimé à 73 – 138 MCHF, conduisant à un arbitrage économique en faveur du profilage.

#### Résultat plus nuancé qu'en Europe

Dans les pays européens étudiés, l'écart entre coût du profilage (faiblement proportionnel au nombre de clients à profiler) et coût du comptage communicant est beaucoup plus important compte-tenu des effets d'échelle sur le nombre de clients

La considération d'une valeur en termes d'économie d'énergie, très incertaine et qu'il s'agirait de rationaliser plus avant dans le contexte gazier suisse, ferait cependant rapidement pencher l'équilibre économique vers le comptage communicant.

Dans tous les cas, l'analyse différenciée selon le segment de consommateurs, montrent que les consommateurs industriels (> 1 GWh/an) devraient être profilés. Plusieurs éléments tendent à privilégier le recours au comptage communicant :

- Le profil de consommation de ces clients peut être très spécifique de leur activité, et le recours à des profils standards de consommation pourraient faire apparaître des écarts importants avec leur consommation réelle ;
- Au contraire, l'usage du gaz par ces consommateurs étant principalement pour des procédés, ces clients ont une capacité accrue de piloter et prévoir leur consommation (au contraire des clients résidentiels et petits professionnels dont la part thermique de leur usage du gaz reste très majoritaire et peu flexible ni prévisible). La réalisation du potentiel d'économies liées à l'équilibrage est plus plausible pour ces clients ;
- Les grands volumes consommés par ces clients conduisent à des charges d'approvisionnement en gaz élevées : les écarts de facturation liés à l'erreur structurelle de profilage peuvent dès lors rapidement représenter des montants importants qui sont autant d'incertitude financière pour l'entreprise. Une facturation exclusivement réalisée à partir des données journalières des compteurs communicants évitent ces incertitudes.

Les exemples européens renforcent cet arbitrage pour les grands consommateurs industriels :

- En France, les clients consommant plus de 5 GWh/an sont équipés de compteurs communicants à pas journalier (clients J/J) – les clients consommant entre 300 MWh/an et 5 GWh/an étant équipés de compteurs à mesure journalière et relève mensuelle (clients M/M) ;
- En Allemagne, les clients ayant une capacité de soutirage supérieure à 500 kWh/h (équivalent à une consommation de 2 GWh/an pour 4000 heures annuelles d'activité à régime nominal) sont relevés à pas horaire (clients RLM).

### 6.3 Recommandations finales dans le scénario C

Le scénario C (scénario de référence) fait l'hypothèse d'une ouverture partielle du marché aux consommateurs consommant plus de 1 GWh/an.

L'analyse des coûts et bénéfices directs de chaque méthode d'allocation conclut à un arbitrage en faveur d'un déploiement de compteurs communicants pour environ 3 – 6 MCHF, plus intéressant économiquement que la mise en œuvre d'un modèle de profilage (12 MCHF).

Cet arbitrage est renforcé si sont prises en comptes les économies potentielles liées à l'équilibrage, qui conduiraient même à un bilan coûts / bénéfices directs du comptage inférieur à 0.

La revue des avantages et inconvénients indirects de chacune des méthodes privilégie par ailleurs le comptage communicant, qui permettrait notamment une meilleure exploitation des flexibilités du système et une réduction possible de la consommation. Il convient de noter que, parmi les clients > 1 GWh/an, tous les clients ayant déjà accès au marché libre sont équipés de compteurs communicants.

## 7 Annexes

### 7.1 Excursus : analyse d'un déploiement spontané de compteurs communicants (scénario B)

Plusieurs entreprises d'approvisionnement ont déjà engagé le renouvellement des compteurs classiques sur leur zone de desserte par des compteurs communicants gaz, notamment dans le cadre du Roll-Out obligatoire dans le secteur électrique. La tendance au renouvellement des compteurs classiques par des compteurs communicants est générale : en Allemagne, où un déploiement généralisé de compteurs intelligents pour 2020 a été refusé suite aux résultats négatifs de l'analyse coûts / bénéfice, le BDEW accompagne certains distributeurs dans leur plan de déploiement [11]. Elle est notamment justifiée par une volonté marquée de certaines sociétés et services publics d'évoluer vers de nouveaux modèles d'affaires liés aux *Smart grids / Smart cities*.

Dans cette partie, nous faisons l'hypothèse que les EAG procéderont au renouvellement de compteurs communicants, indépendamment de toute décision sur la méthode d'allocation. Si un modèle de profilage est développé, nous faisons l'hypothèse d'un déploiement en vingt ans, au rythme du renouvellement naturel des compteurs. Dès lors, les coûts et bénéfices directs du profilage sont à comparer aux coûts et bénéfices directs de déployer de manière accélérée les compteurs communicants.

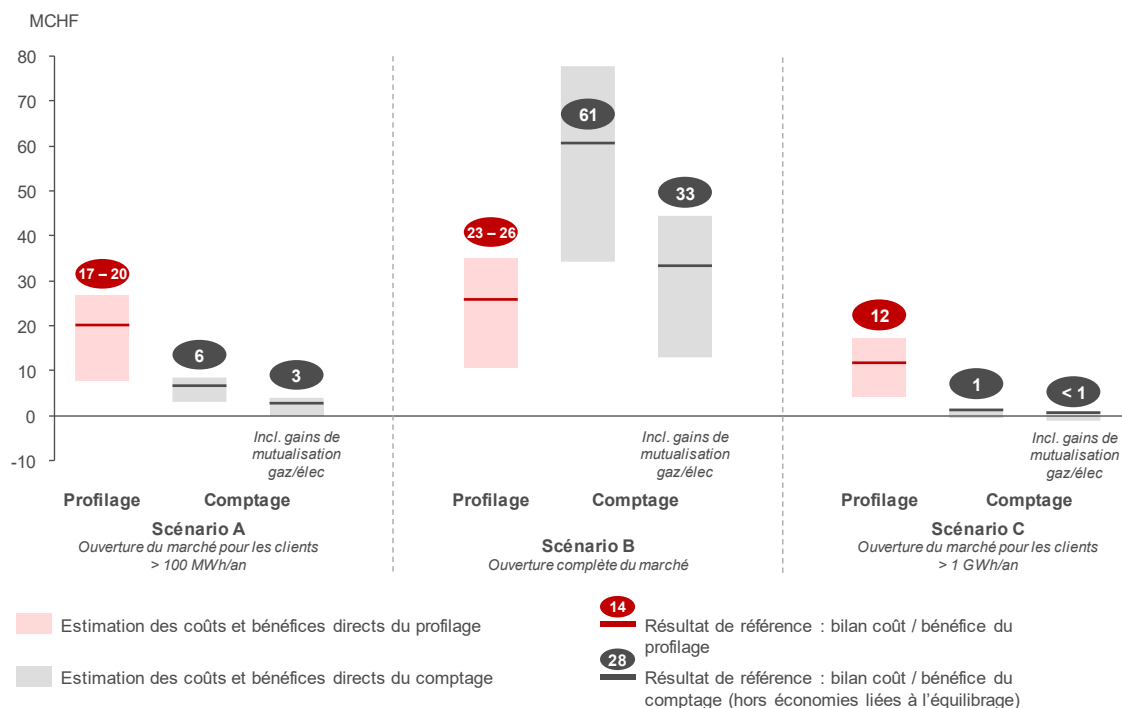


Figure 60 : Comparaison des coûts et bénéfices directs<sup>126</sup> des méthodes d'allocations par profilage et par comptage selon le scénario d'ouverture du marché – scénario ad hoc de déploiement *spontané* de compteurs communicants au rythme de renouvellement naturel

<sup>126</sup> Exprimés en valeur actuelle nette sur 20 ans actualisée à 3,83%

## 7.2 Procédure de nomination selon le Network Code européen

Jour	Heure	Période	Procédure de nomination	Obligations d'information du RZM vis-à-vis de l'utilisateur du réseau <sup>127</sup>
J-1	< 12h			<b>Sorties sans mesure journalière :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <u>Scénario de base et Variante 2</u> : obligation pour le GRT de fournir une prévision des consommations pour J</li> <li>▪ <u>Variante 1</u> : pas d'obligation pour le GRT</li> </ul>
	12h – 13h	Période de nomination	Obligation pour chaque fournisseur de réaliser ses nominations pour la journée gazière J, au plus tard la veille J-1 avant 13h	
	13h – 14h		Obligation pour le RE de confirmer les quantités nominées pour J, au plus tard la veille avant 15h	
	14h – 15h			
	15h – 03h	Période de renomination	<b>A chaque heure H, ouverture d'un cycle de renomination durant lequel :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Chaque utilisateur du réseau peut réaliser une renomination de ses quantités nominées pour J à partir de H+2 ;</li> <li>▪ Avant H+2, Le RE communique les quantités renominées confirmées</li> </ul>	
J	03h – 06h			<b>Sorties sans mesure journalière :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <u>Scénario de base</u> : obligation pour le GRT de fournir au minimum deux actualisations des prévisions des consommations pour J</li> <li>▪ <u>Variante 1</u> : obligation pour le GRT de fournir un minimum de deux actualisations de la répartition des flux mesurés</li> <li>▪ <u>Variante 2</u> : pas d'obligation pour le GRT</li> </ul>
	06h – 03h			
	03h – 06h			<b>Sorties avec mesures intrajournalières :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <u>Scénario de base</u> : obligation pour le GRT de fournir au moins deux actualisations des flux mesurés ou prévus durant la journée gazière J</li> <li>▪ <u>Variante 1 et 2</u> : pas d'obligation pour le GRT</li> </ul>

<sup>127</sup> Scénarios définis dans le Network Code européen [4]:

**Scénario de base** : lorsque les informations sur les sorties sans mesure journalière consistent en prévisions journalières ou intrajournalières

**Variante 1** : lorsque les informations sur les sorties avec et sans mesure journalière se fondent sur la répartition des flux de gaz mesurés au cours de la journée gazière

**Variante 2** : lorsque les informations sur les sorties sans mesure journalière sont prévues à un jour



## 7.3 Méthodologie pour la segmentation de la consommation en Suisse

La segmentation de consommation en Suisse retenue pour l'étude s'appuie sur les données de segmentation issues de l'enquête menée par l'ASIG auprès de 24 EAG en 2011 [7]. La nouvelle segmentation vise à faire apparaître les seuils de consommation à 100 MWh/an et à 1 GWh/an définis par les scénarios d'ouverture du marché et cherche par ailleurs, dans une certaine mesure, à distinguer les segments selon l'usage fait du gaz (thermique ou non thermique).

### Segmentation des consommateurs résidentiels autour de la limite à 1 GWh/an

La segmentation utilisée par l'ASIG dans son enquête classe les consommateurs industriels en 5 segments selon le volume consommé annuellement. Il est possible de répartir la consommation de l'échantillon de l'enquête sur les segments I1 à I5 selon la consommation unitaire de chaque consommateur.

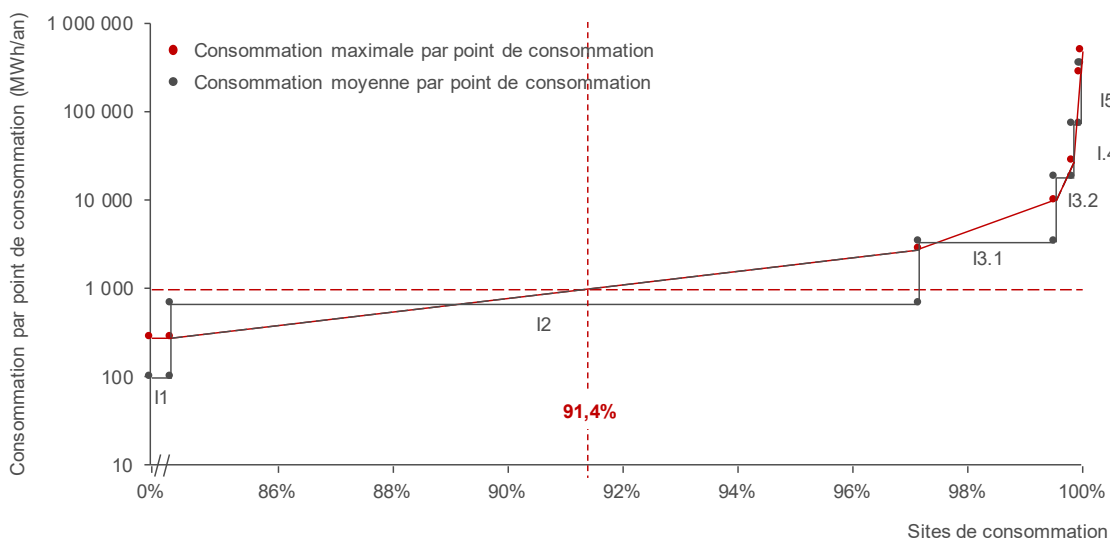


Figure 61 : Estimation de la répartition des points de consommation industriels I1 à I5

La régression linéaire<sup>128</sup> de la répartition permet d'estimer que 91,4% des points de consommation industriels (segments I1 à I5) consomment moins de 1 GWh/an.

### Segmentation des consommateurs résidentiels autour de la limite à 100 MWh/an

La segmentation utilisée par l'ASIG dans son enquête classe les consommateurs résidentiels selon qu'ils consomment moins de 5,6 MWh/an (D1), entre 5,6 MWh/an et 55,6 MWh/an (D2) ou plus de 55,6 MWh/an (D3), ainsi que selon l'usage fait du gaz (thermique ou non thermique).

<sup>128</sup> Régression linéaire sur une projection logarithmique des consommations unitaires

Les résultats de l'enquête démontrent que l'immense majorité (94%) des consommateurs résidentiels à des fins non thermiques sont catégorisés dans le segment D1. L'hypothèse simplificatrice est faite que tous les consommateurs résidentiels à des fins non thermiques consomment moins de 100 MWh/an. Ces consommateurs forment le segment R1 de la nouvelle segmentation. Ils représentent environ 21% des sites résidentiels et 3% de la consommation résidentielle.

Il s'agit dans un deuxième temps de répartir les consommateurs résidentiels à fins thermiques des segments D1 à D3 en deux nouveaux segments : R2 (consommateurs résidentiels à fins thermiques < 100 MWh) et R3 (consommateurs résidentiels à fins thermiques > 100 MWh).

L'approche retenue pour la segmentation des consommateurs industriels autour de la limite à 1 GWh/an ne peut être appliquée ici, par manque de données. L'estimation s'appuie par conséquent sur les données de la statistique des bâtiments et des logements de l'OFS [53], qui répartit les bâtiments d'habitation en Suisse selon leur nombre de logements.

La répartition de consommations à usage thermique des segments D1 et D3 selon la taille des bâtiments est modélisée à partir d'une hypothèse de consommation unitaire d'un logement (20 MWh/an pour les bâtiments de 1 ou 2 logements, 15 MWh/an pour les bâtiments de 3 à 9 logements, 10 MWh/an pour les bâtiments de 10 logements ou plus).

Le seuil de consommation à 100 MWh/an est estimé par régression linéaire sur la monotone de consommation qui résulte de la modélisation.

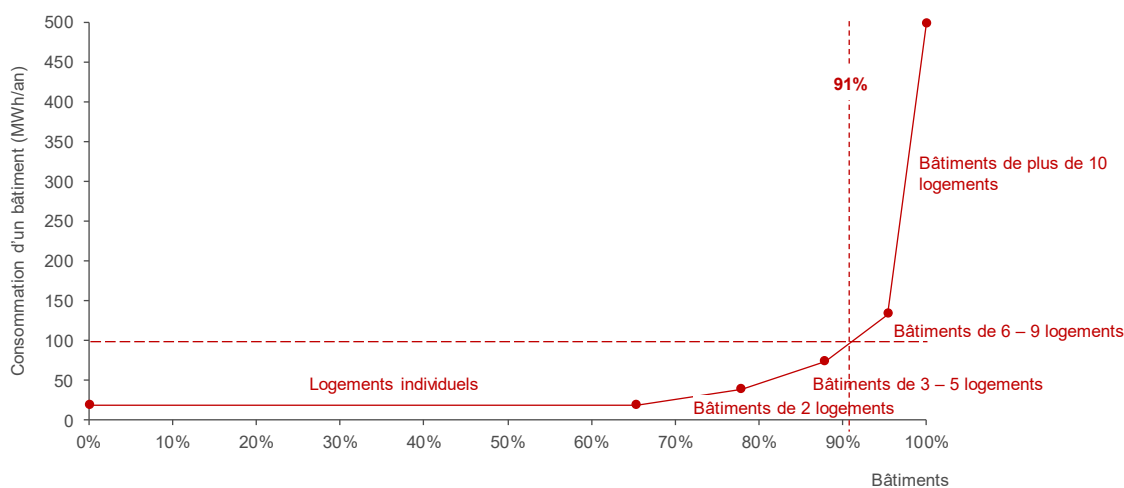


Figure 62 Estimation de la répartition des points de consommation résidentiels R2 et R3

A partir de la répartition estimée à partir des données de l'OFS, on estime que 91,0% des points de consommation résidentiels des segments D2 et D3 pour des fins thermiques consomment moins de 100 MWh/an.

### **Segmentation des consommateurs professionnels autour de la limite 100 MWh**

La segmentation utilisée par l'ASIG dans son enquête classe les consommateurs professionnels selon qu'ils consomment plus ou moins de 278 MWh/an (limite entre segments I1 et I2). L'étude nécessite cependant d'estimer le nombre de clients professionnels consommant moins de 100 MWh/an : il est par conséquent nécessaire de répartir les clients du segment I1 selon leur niveau de consommation.

L'hypothèse est faite que le segment I1 est représentatif du secteur des services et suit la même répartition de consommation que les clients des segments résidentiels (tous usages confondus). La segmentation des clients résidentiels autour de la limite 100 MWh donne les résultats suivants :

- Les consommateurs résidentiels à des fins non thermiques au sein des segments D1 à D3 sont regroupés dans le nouveau segment R1 et représentent 21% des sites résidentiels. Ces clients sont supposés consommer moins de 100 MWh/an ;
- Les consommateurs résidentiels à des fins thermiques consomment pour 91% d'entre eux moins de 100 MWh/an.

Au total, ce sont donc 92,9% des clients résidentiels qui sont estimés consommer moins de 100 MWh/an. La même répartition est retenue parmi les clients du segment I1.

## 7.4 Hypothèses de calcul des coûts et bénéfices directs

### 7.4.1 Hypothèses générales

	Unité		Commentaire
Période d'analyse	ans	20 ans	Période comparable à la durée de vie des équipements
Taux d'actualisation	%	3,83%	WACC Réseaux électriques, considéré représentatif du coût de capital pour les activités régulées de distribution
Nombre de clients < 100 MWh par an 100 MWh – 1 GWh par an > 1 GWh par an	Nombre	420'000 382'000 33'800 4'200	Estimation à partir de la segmentation des consommateurs
Localisation des clients En zone urbaine En zone rurale	% %	90% 10%	Statistiques croisées ASIG et OFS : Les communes raccordées au gaz catégorisées comme urbaine et intermédiaires sont considérées urbaines
Equipement des clients en cas de comptage communicant En zone urbaine En zone rurale		Compteurs RF Compteurs GPRS	En zone rurale, la faible densité de compteurs ne justifie pas le déploiement de concentrateurs
Grandes EAG Nombre Clients par EAG	Nombre Nombre	5 35'000	Statistique ASIG : <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Les EAG desservent ~420'000 clients</li> <li>▪ Les 5 plus grandes EAG distribuent 40% de la consommation suisse, soit ~35'000 clients par EAG en moyenne ;</li> <li>▪ Les ~100 autres EAG distribuent 60% de la consommation suisse, soit ~2'500 clients par EAG en moyenne.</li> </ul>
Petites EAG Nombre Clients par EAG	Nombre Nombre	100 2'500	
Durée de vie des équipements	ans	20	Durée de vie des compteurs sous réserve du dimensionnement adéquat de leurs batteries (nécessité possible d'ajouter une deuxième pile)
Coût salarial : ingénieur	CHF/an CHF/h	200'000 100	
Coût salarial : opérateur	CHF/an CHF/h	100'000 50	

### 7.4.2 Coûts du profilage

	Coût unitaire	Commentaire
Compteurs équipés sur l'échantillon statistique < 1 GWh/an ≥ 1 GWh/an	450 CHF/compteur 600 CHF/compteur	Revue comparative en Europe et en Suisse, retour d'expérience de GRDF en France <i>Coût élevé lié aux faibles volumes de commande par rapport à un déploiement généralisé</i>
Coût de transmission des compteurs de l'échantillon statistique	30 CHF/compteur/an	Revue comparative en Europe et en Suisse
Ressources nécessaires à la conception du modèle statistique	9 EPT <sup>année</sup> statisticiens	Retour d'expérience en France et en Allemagne : <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Recours à trois statisticiens pendant trois ans</li> <li>▪ Budget total du développement chiffré en millions d'euro</li> </ul>
Ressources nécessaires à la mise à jour du modèle statistique	~1'000 h/an	Retour d'expérience en France : deux statisticiens à temps plein pendant trois mois par an
Adaptation SI des GRD pour la gestion du profilage Grandes EAG Petites EAG	100 kCHF par EAG 20 kCHF par EAG	Retour d'expérience en Europe : <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Pour les grandes EAG, la gestion du profilage est une adaptation marginale de l'EDM en place</li> <li>▪ Les petites EAG peuvent mettre en commun le développement d'une solution robuste ou opter pour un développement à minima sur la base d'outils informatiques simples</li> </ul>

Coût de maintenance SI	12% du CAPEX SI	<i>Tient compte des besoins de révision des SI pour suivre l'amélioration continue du modèle de profilage</i>
Coûts opérationnels	40 h/EAG/an	<p>Retour d'expérience en France et en Allemagne :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Coûts opérationnels négligeables pour le GRD, du fait que les procédures sont largement automatisées</i></li> <li>▪ <i>Le contrôle et la correction éventuelle des attributions des profils aux client requiert une semaine de travail pour les EAG de plusieurs dizaines de milliers de clients – ces coûts sont supposés les mêmes pour les petites EAG qui disposent d'outils informatiques moins avancés</i></li> </ul>

#### 7.4.3 Coûts d'investissements pour le déploiement de compteurs intelligents

	Coût unitaire	Commentaire
Compteurs classiques < 1 GWh/an ≥ 1 GWh/an	60 CHF/compteur 130 CHF/compteur	Revue comparative en Europe et en Suisse
Compteurs communicants < 1 GWh/an ≥ 1 GWh/an	250 CHF/compteur 350 CHF/compteur	<p>Revue comparative en Europe et en Suisse</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <i>Coût des compteurs communicants gaz comparable au coût des compteurs communicants électriques</i></li> <li>▪ <i>Coût des compteurs RF et GPRS comparables</i></li> </ul>
Installation compteurs < 1 GWh/an ≥ 1 GWh/an	80 CHF/compteur 150 CHF/compteur	<p>Revue comparative en Europe et en Suisse</p> <p><i>Le coût d'installation dépend du protocole d'activation du compteur – en cas d'activation en usine, même durée d'installation que pour un compteur classique</i></p>
Concentrateurs (équip. et instal.) Compteurs par concentrateur (en zone urbaine)	2'000 CHF/concentrateur 1'000	Revue comparative en Europe et en Suisse
MDMS et intégration SI Grandes EAG Petites EAG	1'500 kCHF 300 kCHF	Revue comparative en Europe et en Suisse, entretien fournisseurs informatiques
Gestion de projet	10% des coûts totaux	Suivi de projet (spécifications techniques, budgétisation amont, gestion des appels d'offres, etc.), formation des opérateurs, communication auprès des parties-prenantes, etc.

#### 7.4.4 Coûts d'opération pour le déploiement de compteurs intelligents

	Coût unitaire	Commentaire
Relève ordinaire des compteurs traditionnels <i>En zone urbaine</i> <i>En zone rurale</i>	4,50 CHF/relève 6,00 CHF/relève	<p>Estimation confirmée par la revue comparative en Europe et en Suisse :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 25 compteurs relevés par heure en zone urbaine</li> <li>▪ 15 compteurs relevés par heure en zone rurale</li> </ul>
Relèves spéciales (ex. déménagements) <i>En zone urbaine</i> <i>En zone rurale</i>	15 CHF/relève spéciale 30 CHF/relève spéciale	Estimation confirmée par la revue comparative en Europe et en Suisse : Relève spéciale du compteur en 20 minutes (resp. 40 minutes) en zone urbaine (resp. en zone rurale)
Communication des compteurs RF <i>Du compteur au concentrateur</i> <i>Du concentrateur au Head-End</i>	30 CHF/concentr./an	<p>Revue comparative en Europe et en Suisse</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Transmission par RF à faible coût (réseau local)</li> <li>▪ Transmission par GPRS à 30 – 50 CHF/an par SIM (réseau satellite)</li> </ul>
Communication des compteurs GPRS (du compteur au Head-End)	30 CHF/compteur/an	
Maintenance et mise à jour du MDMS	12% CAPEX	Revue comparative en Europe et en Suisse, entretien fournisseurs informatiques

## 7.5 Glossaire multilingue

Français	Allemand	Italien	Anglais	Commentaires
Compteur communicant	Smart Meter	Smart meter	Smart meter	
Compteur télérelevé à courbe de charge	RLM – <i>Registrierende Leistungsmessung</i>		Remote load-profiling meter	
EAG – <i>Entreprise d’approvisionnement en gaz</i>	GVU – <i>Gasversorgungsunternehme</i>		Gas utility	
EE – <i>Energie d’équilibrage</i>	AE – <i>Ausgleichsenergie</i>		IE – <i>Imbalance energy</i>	Ecart de chaque groupe bilan
ER – <i>Energie de réglage</i>	RE – <i>Regelenergie</i>		CE / BE – <i>Control energy / balancing energy</i>	Ecart pour l’ensemble d’une zone de marché
Fournisseur	LF – <i>Lieferant</i>	UdD – <i>Utente della Distribuzione</i>	Supplier	<i>Les rôles de fournisseur et de responsable de groupe-bilan sont souvent confondus</i>
RGB – <i>Responsable de groupe-bilan</i>	BGV – <i>Bilanzgruppenverantwortlicher</i>	UdB – <i>Utente del Bilanciamento</i>	BGM – <i>Balancing group manager</i>	
GB – <i>Groupe bilan ou expéditeur d’équilibre en France</i>	BG – <i>Bilanzgruppe</i>	UdB – <i>Utente del Bilanciamento</i>	BG – <i>Balancing group</i>	
GRD – <i>Gestionnaire de réseau de distribution</i>	VNB – <i>Verteil Netzbetreiber</i>	Impresa di Distribuzione	DSO – <i>Distribution system operator</i>	
GRT – <i>Gestionnaire de réseau de transport</i>	UNB – <i>Übertragungsnetzbetreiber</i>	Impresa di Trasporto	TSO – <i>Transport system operator</i>	
Gestionnaire de plate-forme d’échange		GME – <i>Gestore Mercati Energetici</i>		
PCS – <i>Profil de charge standard</i>	SLP – <i>Standardlastprofil</i>	<i>Profilio di Prelievo Standard</i>	SLP – <i>Standard load profile</i>	
Prestataire de comptage	MDL – <i>Messdienstleister</i>	Impresa di Distribuzione		
PVE / PEV – <i>Point virtuel d’échange</i>	VAP / VHP – <i>Virtueller Austauschpunkt / Virtueller Handlungspunkt</i>	PSV – <i>Punto di Scambio Virtuale</i>	VTP – <i>Virtual trading point</i>	
RZM – <i>Responsable de zone marché</i>	MGV – <i>Marktgebietsverantwortlicher</i>	RdB – <i>Responsabile di Bilanciamento</i>	MAM – <i>Market area manager</i>	<i>Il s’agit de l’acteur qui gère le mécanisme d’équilibrage</i>
Utilisateur du réseau	Netznutzer	PdR – <i>Punto di Riconsegna</i>	Network user	

## 7.6 Liste des entretiens réalisés

Date	Pays	Entité	Référence bibliographique
05.10.2018 11.10.2018	France	GRDF / GTG 2007	[27]
12.10.2018	France	CRE	[35]
16.10.2018	Italie	Snam Rete Gas	[45]
22.10.2018 (écrit) 02.11.2018	Allemagne	BDEW	[11]
23.10.2018	Allemagne	BNetzA BK7	[17]
25.10.2018	France	Regaz Bordeaux	[29]
06.11.2018	France	R-GDS	[30]
13.11. 2018	Italie	ANIGAS / Italgas	[42]

## 8 Bibliographie

- [1] Frontier Economics, Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarktes, 2016.
- [2] DNV-GL, Grundsatzfragen zum zukünftigen Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz, 2016.
- [3] DNV-GL, Grundsatzfragen zum zukünftigen Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz (2. Phase), 2016.
- [4] Commission européenne, Règlement (UE) N°312/2014 du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz, 2014.
- [5] OFEN, Statistique globale de l'énergie 2017, 2018.
- [6] ASIG, Le gaz naturel / biogaz en Suisse (statistique annuelle 2017), 2017.
- [7] ASIG, Enquête auprès de 24 EAG, 2011.
- [8] Swissgas, Rapport annuel 2017, 2017.
- [9] OFEN, Datahub Schweiz, Kosten-Nutzen-Analyse und regulatorischer Handlungsbedarf, 2018.
- [10] Swissgas, Rapport annuel 2015, 2015.
- [11] BDEW, Entretiens téléphonique et par écrit dans le cadre de l'étude, 2018.
- [12] BNetzA, Monitoring Report 2017, 2017.
- [13] AGEB, Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2017, 2018.
- [14] FNB Gas, Site Web, 2018.
- [15] BDEW, VKU, GEODE, Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofile Gas, 2018.
- [16] BDEW, VKU, GEODE, Leitfaden - Marktprozesse, Bilanzkreismanagement Gas Teil 1.
- [17] BNetzA, Entretien téléphonique dans le cadre de l'étude, 2018.
- [18] KEMA, Analyse von Auswirkungen den Anwendung gängiger Standardlastprofile im Rahmen des Gas-Bilanzausgleichs, 2009.
- [19] Commissariat général au développement durable, Bilan physique et monétaire du gaz naturel 2011-2016, 2018.
- [20] CRE, Observatoire des marché de détail de l'électricité et du gaz naturel au 2e trimestre 2018, 2018.
- [21] CRE, Etat des lieux des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel, 2016.



- [22] CRE, Délibération n°2018-171 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France, 2018.
- [23] GTG 2007, Table PITD version 2018-09-21 (document Excel), 2018.
- [24] GTG 2007, Règles d'allocation des quantités aux interfaces transport-distribution applicables à partir du 1er janvier 2015, 2014.
- [25] GRDF, Catalogue des prestations annexes de GRDF, 2018.
- [26] CRE, Délibération du 28 janvier 2016 portant projet de modification de délibérations relatives aux règles d'affectation des fréquences standard de relevé des points de comptage et d'estimation (PCE) des réseaux publics de distribution de gaz naturel, 2016.
- [27] GRDF / GTG 2007, Entretien téléphonique dans le cadre de l'étude, 2018.
- [28] GTG 2007, Table des profils 2018-2019, 2018.
- [29] REGAZ Bordeaux, Entretien téléphonique dans le cadre de l'étude, 2018.
- [30] R-GDS, Entretien téléphonique dans le cadre de l'étude, 2018.
- [31] GTG 2007, Base de données coefficients k de GRDF (site Web public), 2018.
- [32] CRE, Délibération du 3 septembre 2009 portant orientations relatives aux systèmes de comptage évolué pour le marché de détail du gaz naturel, 2009.
- [33] Pöyry / Sopra pour le compte de la CRE, Actualisation de l'étude technico-économique du comptage évolué gaz, 2013.
- [34] Pöyry / Sopra pour le compte de la CRE, Etude technico-économique du comptage évolué gaz, 2011.
- [35] CRE, Entretien téléphonique dans le cadre de l'étude, 2018.
- [36] Snam Rete Gas, Ten-year development plan of the natural transmission network 2017-2026, 2017.
- [37] ARERA, Annual report to the international agency for the cooperation of national energy regulators and to the European commission on the regulatory activities and the fulfilment of duties of the Italian regulatory authority for electricity, gas and water, 2017.
- [38] ANIGAS, Smart Gas Metering : 10 years (2007 - 2016) of experience in Italy, 2017.
- [39] Snam Rete Gas, Codice di rete di Snam Rete Gas - Revisione LXV, 2000.
- [40] ARERA, «Glossario,» [En ligne].
- [41] ARERA, «Testo Integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (settlement),» 2012.
- [42] Italgas, Entretien téléphonique dans le cadre de l'étude, 2018.

- [43] Snam Rete Gas, Nota metodologia semplificata, 2018.
- [44] ARERA, Disposizioni in materia di obblighi di messa in servizio degli smart smart meter gas e modifiche e integrazioni della RTDG, 2015.
- [45] Snam Rete Gas, Entretien téléphonique dans le cadre de l'étude, 2018.
- [46] MétéoSuisse, Die Überprüfung der klimatologischen Referenzstationen der Schweiz in das Swiss National Basic Climatological Network (Swiss NBCN), 2007.
- [47] EICOM, Rapport d'activité 2017, 2018.
- [48] ECOPLAN, Smart Metering Roll Out - Kosten und Nutzen - Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessment 2012, 2015.
- [49] Commission européenne, Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, 2014.
- [50] MétéoFrance, Les performances de la prévision - évaluer les prévisions, une étape indispensable pour améliorer les techniques, Page Web consultée le 8 novembre 2018.
- [51] ASIG, 30/2030 : So wird die Schweizer Gasversorgung erneuerbar, 2018.
- [52] British Infrastructure Group, Not so smart : a comprehensive investigation into the roll-out of energy smart meters, 2018.
- [53] OFS, Statistique des bâtiments et des logements 2016, 2018.



LAUSANNE — PARIS — BRUXELLES — MUNICH — SAN FRANCISCO

TUNIS — CHENNAI — HONG KONG

**Suisse — Marché du gaz :**

**Potentiel des profils de charge standards et des compteurs intelligents pour le marché du gaz**

Etude réalisée pour l'Office Fédéral de l'Energie (OFEN)

Décembre 2018

Copyright © E-CUBE Strategy Consultants SA

[www.e-cube.com](http://www.e-cube.com)