

## **DÉLIBÉRATION N° 2022-100**

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 mars 2022 portant projet de décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Caléo et des entreprises locales de distribution de gaz naturel disposant d'un tarif commun

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Les articles L. 452-1-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthode d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel. Dans ce cadre, la CRE procède notamment aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs, du niveau de rentabilité des actifs opérés par ces derniers et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Les tarifs péréqués actuels d'accès des tiers aux réseaux publics de distribution (ATRD) de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD), dits « ATRD5 », sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2018 en application de la délibération de la CRE du 21 décembre 2017<sup>1</sup>. Neuf ELD, présentant des comptes dissociés, disposent d'un tarif spécifique et douze ELD, ne présentant pas de comptes dissociés, disposent d'un tarif commun.

Le tarif commun, applicable aux ELD qui ne présentent pas de comptes dissociés, correspond à la moyenne des neuf tarifs spécifiques, applicables respectivement aux ELD présentant des comptes dissociés.

Ces tarifs ont été conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans. Dans la délibération du 27 janvier 2022 n° 2022-28 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution<sup>2</sup>, ci-après « délibération ATRD6 des ELD », la CRE a fixé les nouveaux tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel pour les ELD, qui s'appliqueront à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2022, pour une durée de quatre ans environ.

La délibération ATRD6 des ELD fixe notamment :

- le cadre de régulation applicable à l'ensemble des ELD pour la période 2022-2025 ;
- le niveau des charges à couvrir à chaque ELD sur la période 2022-2025, ainsi que l'évolution tarifaire associée, pour toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique, à l'exception de Caléo.

Caléo est l'opérateur en charge de l'exploitation du réseau de distribution de gaz sur le territoire de la commune de Guebwiller (68). Caléo y assure également l'exploitation du réseau et la fourniture d'eau, ainsi que l'activité de fournisseur de gaz naturel.

Au titre de son activité de gestionnaire de réseau de distribution (GRD) de gaz naturel, Caléo bénéficie d'un tarif ATRD spécifique, fondé sur la dissociation comptable de ses différentes activités.

En raison de difficultés opérationnelles, Caléo n'a pas pu transmettre sa demande tarifaire au même moment que les autres ELD disposant d'un tarif spécifique, rendant incompatible son analyse en même temps que les demandes des autres ELD disposant d'un tarif spécifique.

<sup>1</sup> Délibération n° 2017-281 de la Commission de régulation de l'énergie du 21 décembre 2017 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

<sup>2</sup> Délibération n° 2022-28 de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2022 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution.

Pour tenir compte de cette contrainte spécifique, la CRE a indiqué dans la délibération ATRD6 des ELD que le niveau des charges à couvrir à Caléo sur la période 2022-2025 ainsi que l'évolution tarifaire qui en découle feraient l'objet d'une procédure de consultation et d'une délibération spécifiques. Une consultation publique relative au niveau des charges de Caléo à couvrir pour la période ATRD6 et au niveau du tarif en découlant pour Caléo et les ELD au tarif commun a ainsi été publiée en date du 17 février 2022<sup>3</sup>. Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

La présente délibération se fonde notamment sur la demande tarifaire de Caléo ainsi que sur de nombreux échanges avec l'opérateur, sur des analyses internes, sur un rapport d'auditeur externe<sup>4</sup> et sur le retour des acteurs de marché à la consultation publique susmentionnée. La présente délibération porte également sur les évolutions tarifaires applicables aux ELD disposant d'un tarif commun, dont le niveau ne peut être établi qu'une fois fixés ceux de toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique. La CRE a également auditionné à deux reprises le syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN).

### **Principaux enjeux**

La CRE identifie pour la période ATRD6 les mêmes enjeux pour Caléo que ceux de la délibération ATRD6 des ELD, qui sont détaillés au paragraphe 1.4 de la présente délibération :

- accompagner la transition énergétique et prendre en compte la baisse tendancielle des consommations ;
- maintenir un niveau de sécurité maximum du réseau de distribution de gaz ;
- maîtriser les investissements tout en accueillant le biométhane ;
- accompagner le bon déroulement des projets industriels des ELD tout en maîtrisant les coûts ;
- inciter les ELD à permettre le bon développement de la concurrence sur leur territoire.

### **Niveau tarifaire**

Dans le cadre de l'élaboration de son tarif ATRD6, Caléo a transmis à la CRE, par courrier électronique, l'ensemble des éléments de sa demande tarifaire. Caléo, qui mène à la fois des activités « gaz » et « eau », y souligne notamment des enjeux spécifiques liés au rééquilibrage des charges supportées par chaque activité. L'opérateur a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses prévisions de coûts pour la période 2022-2025, de nombre de clients raccordés et de quantités de gaz distribuées. La demande de Caléo conduirait à une hausse de son tarif ATRD6 de 37,24 % au 1<sup>er</sup> juillet 2022<sup>5</sup>.

Au terme de ses analyses, des réponses à la consultation publique de 17 février 2022 et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec Caléo, la CRE décide de limiter la hausse tarifaire demandée.

### **Charges à couvrir**

La demande de Caléo présente des charges à couvrir en hausse sur la période 2022-2025, sous l'effet :

- de la modification des pratiques de dissociation comptable de Caléo entre ses activités « gaz » et « eau » ;
- du changement du système d'information (SI) de Caléo à partir de 2022 ;
- des exigences croissantes en matière de sécurité industrielle, qui conduisent Caléo à renforcer ses actions de sécurisation du réseau (par exemple, à travers la sécurisation des branchements, ou le remplacement des régulateurs de branchement) ;
- de l'intégration dans les concessions de distribution de gaz des conduites montantes prévue par la loi dite « 3DS » du 21 février 2022<sup>6</sup>, qui constitue pour Caléo, qui exploite aujourd'hui peu de conduites, un enjeu financier et opérationnel, afin de procéder au recensement, au contrôle, à l'entretien et au renouvellement de ces ouvrages ;
- du déploiement des compteurs communicants.

---

<sup>3</sup> Consultation publique n° 2022-1 du 17 février 2022 relative au prochain tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz de Caléo (ATRD6).

<sup>4</sup> Un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de Caléo pour la période 2022-2025, publié sur le site internet de la CRE.

<sup>5</sup> Ce scénario d'évolution est calculé en prenant en compte la deuxième version des prévisions de consommations de Caléo.

<sup>6</sup> Loi n° 2022-217 du 21 février 2022 relative à la différenciation, la décentralisation, la déconcentration et portant diverses mesures de simplification de l'action publique locale.

Elle conduirait à la hausse suivante des charges à couvrir (CNE + CCN) :

Demande	Evolution des charges annuelles moyennes à couvrir entre la période 2022-2025 et le réalisé 2018-2020	
	Toutes charges comprises	Hors charges associées aux projets de comptage évolué
Caléo	+ 34 %	+ 27 %

La CRE a procédé à une analyse, appuyée sur un audit réalisé par un consultant externe, de la demande de Caléo en termes de charges nettes d'exploitation (CNE) pour la période 2022-2025, dont les conclusions ont été publiées sur le site internet de la CRE.

La CRE retient :

- une trajectoire de charges d'exploitation ajustée, permettant de limiter la hausse de ces dernières mais donnant les moyens à Caléo de répondre aux nouveaux enjeux de sécurité, de transition énergétique et de développement de la concurrence, tout en rééquilibrant la répartition de certaines des charges communes à ses activités eau et gaz ;
- conformément à la délibération ATRD6 des ELD, un taux de CMPC qui réplique les paramètres de rémunération retenus pour le tarif ATRD6 de GRDF, avec une actualisation du taux d'impôt sur les sociétés. L'enjeu associé à la limitation des charges de capital est d'autant plus important que les niveaux d'investissement prévisionnels de Caléo sont eux aussi en hausse, malgré la diminution du nombre de clients et des consommations.

L'évolution des charges à couvrir retenue est la suivante :

Trajectoire retenue par la CRE	Evolution des charges annuelles moyennes à couvrir entre la période 2022-2025 et le réalisé 2018-2020	
	Toutes charges comprises	Hors charges associées aux projets de comptage évolué
Caléo	+ 20 %	+ 15 %

Quantités distribuées et nombre de consommateurs

L'évolution du tarif ATRD6 de Caléo dépend non seulement du niveau des charges à couvrir, mais également de l'évolution des volumes de consommation et du nombre de consommateurs, sur la base desquels sont calculées les recettes tarifaires prévisionnelles.

Après une période tarifaire ATRD5 marquée par d'importants écarts entre les volumes de consommation prévisionnels et le réalisé, en lien avec un solde de clients T1 très positif, qui compense les pertes de clients observées sur les autres segments, Caléo prévoit des trajectoires de nombre de consommateurs et de volumes de consommation globalement en baisse sur la période ATRD6.

La CRE a procédé à une analyse de ces prévisions, qui s'appuient globalement sur :

- des hypothèses de nombre de consommateurs crédibles au regard du contexte susmentionné ;
- une méthodologie d'estimation des volumes de consommation globalement cohérente avec ces hypothèses, ainsi qu'avec les consommations historiques.

Néanmoins, les hypothèses présentées par Caléo pour la période du tarif ATRD6 concernant le nombre de consommateurs sur le segment de l'option tarifaire T1 (+ 250 consommateurs par an en moyenne) sont trop conservatrices au regard de l'historique de croissance soutenue sur ce segment (+370 consommateurs par an en moyenne), notamment du fait de la bascule de clients T2 dont la consommation baisse (par exemple à la suite d'actions de maîtrise de la demande d'énergie). A ce stade, Caléo n'anticipe pas d'impact immédiat de l'abaissement du seuil entre les catégories T1 et T2, et prévoit donc une baisse du nombre de consommateurs T2, sans toutefois répercuter cette baisse par une hausse symétrique du nombre de consommateurs T2.

Par conséquent, la CRE adapte à la hausse les trajectoires de nombre de consommateurs (+ 300 consommateurs par an en moyenne) et de volumes de consommation au titre du segment de l'option tarifaire T1. Au global, la CRE retient pour la période 2022-2025 :

- une hausse annuelle moyenne de + 0,3 % du nombre de consommateurs sur la période 2022-2025 ;



- une baisse annuelle moyenne de - 1,1 % des volumes de consommation sur la période 2022-2025.

Evolution du niveau tarifaire de Caléo et des ELD disposant du tarif commun

Les analyses de la CRE sur la demande tarifaire des Caléo mènent ainsi aux évolutions tarifaires suivantes sur la période tarifaire ATRD6 :

	Marche initiale au 1 <sup>er</sup> juillet 2022 (dont inflation)	Facteur d'évolution annuel (X) à compter du 1 <sup>er</sup> juillet 2023
Caléo	+17,8 %	0,0 %

La décision de la CRE sur l'évolution tarifaire de Caléo permet également de définir le niveau du tarif applicable aux ELD disposant du tarif commun, qui correspond à la moyenne du niveau tarifaire des ELD disposant d'un tarif spécifique. Le coefficient de niveau tarifaire (NIV) des ELD disposant du tarif commun sera porté à 1,2219 au 1<sup>er</sup> juillet 2022, contre 1,1503 précédemment.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition écologique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

## SOMMAIRE

<b>1. COMPÉTENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ÉLABORATION TARIFAIRE .....</b>	<b>6</b>
1.1 COMPETENCES DE LA CRE .....	6
1.2 TYPOLOGIE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION (GRD) DE GAZ NATUREL ET DES TARIFS ...	6
1.3 PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE .....	7
1.4 ENJEUX POUR LA PERIODE DU TARIF ATRD6 DE CALEO .....	8
1.4.1 Principaux enjeux identifiés par Caléo .....	8
1.4.2 Principaux enjeux identifiés par la CRE .....	8
<b>2. TARIF ATRD6 DE CALEO.....</b>	<b>10</b>
2.1 NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET CADRE DE REGULATION ASSOCIE AU PROJET DE COMPTAGE EVOLUE DE CALEO .....	10
2.1.1 Demande tarifaire de Caléo .....	10
2.1.2 Charges d'exploitation (hors projets de comptage évolué) .....	10
2.1.3 Calcul des charges de capital normatives.....	14
2.1.4 Charges à couvrir au titre du projet de comptage évolué de Caléo et déclinaison du cadre de régulation associé au projet.....	15
2.1.5 Solde prévisionnel de CRCP de fin de période ATRD5.....	18
2.1.6 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2022-2025 .....	18
2.2 HYPOTHESES DE QUANTITES DE GAZ DISTRIBUEES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS ...	19
2.2.1 Évolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD5 .....	19
2.2.2 Demande de Caléo .....	19
2.2.3 Analyse de la CRE .....	19
2.3 TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE CALEO,.....	20
<b>3. TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE CALEO ET DES ELD DISPOSANT DU TARIF COMMUN, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2022 .....</b>	<b>21</b>
3.1 REGLES TARIFAIRES .....	21
3.2 GRILLES TARIFAIRES D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE CALEO ET DES ELD DISPOSANT DU TARIF COMMUN.....	21
3.2.1 Grilles tarifaires pour les consommateurs (hors terme R <sub>f</sub> ) .....	21
3.2.2 Terme R <sub>f</sub> .....	23
3.2.3 Grille applicable aux producteurs de biométhane.....	23
<b>DÉCISION DE LA CRE .....</b>	<b>24</b>

## **1. COMPÉTENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ÉLABORATION TARIFAIRE**

### **1.1 Compétences de la CRE**

L'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour préciser « *les conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel [...] y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires* ».

Les articles L. 452-1-1 à L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

L'article L. 452-1-1 du code de l'énergie précise notamment que ces tarifs « *sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46* ».

L'article L. 452-2 du code de l'énergie prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel.

Par ailleurs, l'article L. 452-3 du code de l'énergie dispose que la CRE délibère sur les évolutions tarifaires « *avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement* ». La délibération de la CRE peut prévoir « *un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité* ».

L'article L. 452-3 du code de l'énergie dispose également que la CRE « *procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie* ».

La présente délibération de la CRE définit la méthode d'établissement du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de Caléo et fixe le tarif dit « ATRD6 » de Caléo à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2022 pour environ quatre ans. Elle fixe également le niveau du tarif commun devant s'appliquer à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2022 pour les ELD ne disposant pas d'un tarif spécifique.

### **1.2 Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel et des tarifs**

Il existe actuellement 25 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) de gaz naturel en France :

- GRDF, représentant 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France et acheminant du gaz naturel sur la majorité du territoire français ;
- 24 autres GRD de plus petite taille :
  - Régaz-Bordeaux et R-GDS, représentant chacun environ 1,5 % des quantités de gaz distribuées, et acheminant du gaz naturel respectivement pour la ville de Bordeaux et 45 autres communes du département de la Gironde, et pour la ville de Strasbourg et 80 autres communes du département du Bas-Rhin, au périmètre péréqué ;
  - 19 autres GRD, représentant au total 1 % des quantités de gaz distribuées ;
  - Antargaz, SICAE de la Somme et du Cambrasis et Séolis, dont l'activité d'origine est respectivement la distribution de gaz propane et butane et la distribution d'électricité, sont des opérateurs « nouveaux entrants » sur la distribution de gaz naturel en France, depuis octobre 2008 pour Antargaz, avril 2010 pour la SICAE de la Somme et du Cambrasis et juillet 2014 pour Séolis.

Les dispositions de l'article L. 452-1-1 du code de l'énergie prévoient que « *[l]es tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 font l'objet d'une péréquation à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire* ».

Ces dispositions fixent le principe de péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel à l'intérieur de la zone de desserte de chaque GRD. Elles excluent de cette péréquation tarifaire les nouvelles zones de desserte créées après 2008<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Visées à l'article L.432-6 du code de l'énergie.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel sont ainsi composés :

- d'une part, de tarifs ATRD péréqués à l'intérieur de la zone de desserte des GRD concernés :
  - 1 tarif spécifique à GRDF. Le tarif ATRD6 de GRDF est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2020, en application de la délibération de la CRE du 23 janvier 2020<sup>8</sup> ;
  - 9 tarifs spécifiques pour les 9 entreprises locales de distribution (ELD) ayant présenté des comptes dissociés : Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp<sup>9</sup>, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau, Sorégies<sup>10</sup> ;
  - 1 tarif commun pour les 12 ELD ne produisant pas de comptes dissociés :
    - Énergies Services Lannemezan ;
    - Energis - Régie de Saint-Avoid ;
    - Gazélec de Péronne ;
    - Énergies et Services de Seyssel ;
    - Régie Municipale Gaz et Electricité de Bonneville ;
    - Régie Municipale Gaz et Electricité de Sallanches ;
    - Régie du Syndicat Électrique Intercommunal du Pays Chartrain ;
    - Énergies Services Lavour ;
    - Énergies Services Occitans - Régie de Carmaux ;
    - Régie Municipale Multiservices de La Réole ;
    - Gascogne Énergies Services ;
    - Régies Municipales d'Electricité, de Gaz, d'Eau et d'Assainissement de Bazas ;
- d'autre part, de tarifs non péréqués pour la distribution publique de gaz naturel des nouvelles zones de desserte : au 1<sup>er</sup> août 2021, il existe 187 tarifs. Depuis 2011, ces tarifs sont fixés par des délibérations de la CRE. Les règles tarifaires pour les tarifs non péréqués sont définies dans la délibération n° 2018-028 de la CRE<sup>11</sup>.

Le tarif commun, applicable aux ELD qui ne présentent pas de comptes dissociés, correspond à la moyenne des neuf tarifs spécifiques, applicables respectivement aux ELD présentant des comptes dissociés.

### **1.3 Processus d'élaboration tarifaire**

La délibération n° 2022-28 du 27 janvier 2022 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution, ci-après « délibération ATRD6 des ELD », a notamment fixé :

- le cadre de régulation applicable à l'ensemble des ELD pour la période 2022-2025 ;
- le niveau des charges à couvrir à chaque ELD sur la période 2022-2025, ainsi que l'évolution tarifaire associée, pour toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique, à l'exception de Caléo.

Au titre de son activité de gestionnaire de réseau de distribution (GRD) de gaz naturel, Caléo bénéficie d'un tarif ATRD spécifique, fondé sur la dissociation comptable de ses différentes activités.

En raison de difficultés opérationnelles, Caléo n'a pas pu transmettre sa demande tarifaire au même moment que les autres ELD disposant d'un tarif spécifique, rendant incompatible son analyse en même temps que les demandes des autres ELD disposant d'un tarif spécifique.

<sup>8</sup> Délibération n° 2020-010 du 23 janvier 2021 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

<sup>9</sup> GreenAlp a fusionné, en mars 2018, avec le groupement de régies Elise qui comprenait notamment ESDB, l'ancienne régie de distribution de gaz de Villard-Bonnot, désormais intégrée au périmètre de GreenAlp.

<sup>10</sup> Pour l'ensemble des ELD disposant d'un tarif spécifique, les années considérées dans les tarifs correspondent aux exercices comptables des ELD. Ainsi, pour les tarifs ATRD5 de Régaz-Bordeaux, R-GDS et Gaz de Barr, l'année N commence le 01/10/N-1 et se termine le 30/09/N. Pour l'ensemble des autres ELD, l'année N correspond à l'année calendaire, du 01/01/N au 31/12/N.

<sup>11</sup> Délibération n° 2018-028 du 7 février 2018 portant décision sur les règles tarifaires applicables à la gestion des nouveaux réseaux de distribution de gaz naturel.

Pour tenir compte de cette contrainte spécifique, la CRE a indiqué dans la délibération ATRD6 des ELD que le niveau des charges à couvrir à Caléo sur la période 2022-2025 ainsi que l'évolution tarifaire qui en découle, feraient l'objet d'une procédure de consultation et d'une délibération spécifique.

Ainsi, la présente délibération fixe les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de Caléo, qui avait demandé un délai supplémentaire pour établir son dossier tarifaire tandis que l'ATRD6 des autres ELD au tarif spécifique a été publiée le 27 janvier 2022, ainsi que le niveau du tarif commun devant s'appliquer à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2022 pour les ELD ne disposant pas de tarif spécifique.

Le tarif ATRD6 de Caléo résulte donc d'un processus d'élaboration tarifaire en partie commun à celui des autres ELD disposant d'un tarif spécifique, au cours duquel la CRE a organisé six consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, concernait les premières orientations concernant la structure du tarif ATRD6 de GRDF, qui a vocation à s'appliquer également aux ELD, dont la grille dispose de la même structure que celle de GRDF ;
- la troisième, en date du 23 juillet 2019, concernait les conditions d'insertion du biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz et l'introduction d'un timbre d'injection ;
- la quatrième, en date du 1<sup>er</sup> octobre 2019, concernait le niveau des charges de GRDF à couvrir pour la période ATRD6 et le niveau du tarif en découlant, la structure tarifaire ainsi que le cadre de régulation tarifaire ;
- la cinquième, en date du 7 octobre 2021, concernait le niveau des charges des ELD à couvrir pour la période ATRD6 et le niveau du tarif en découlant ainsi que le cadre de régulation tarifaire ;
- la sixième, en date du 17 février 2022, concernait le niveau des charges de Caléo à couvrir pour la période ATRD6 et le niveau du tarif en découlant pour Caléo et les ELD au tarif commun.

Les réponses à ces consultations publiques sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

## **1.4 Enjeux pour la période du tarif ATRD6 de Caléo**

### **1.4.1 Principaux enjeux identifiés par Caléo**

Le dossier de demande tarifaire transmis par Caléo identifie comme principaux enjeux pour la période ATRD6 :

- une diminution durable de la consommation de gaz induite par les orientations de politique énergétique, qui nécessite selon Caléo d'augmenter les budgets alloués au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz et de travailler sur l'attractivité des métiers de la distribution de gaz afin de sécuriser à moyen terme les compétences nécessaires à leur activité ;
- le développement de la production et de l'injection de biométhane ;
- des exigences croissantes en matière de sécurité industrielle, qui conduisent Caléo à renforcer ses actions de sécurisation du réseau (par exemple, à travers la sécurisation des branchements, ou le remplacement des régulateurs de branchement) ;
- l'intégration dans les concessions de distribution de gaz des conduites montantes prévue par la loi dite « 3DS », qui constitue pour Caléo, qui exploite aujourd'hui peu de conduites montantes, un enjeu financier et opérationnel important ;
- la mise en œuvre du déploiement des compteurs communicants.

### **1.4.2 Principaux enjeux identifiés par la CRE**

La CRE a bien pris note des enjeux mis en avant par Caléo, qui rejoignent ceux mis en avant par les autres ELD. Dans la continuité du tarif ATRD6 de GRDF et des autres ELD, la CRE identifie cinq enjeux pour l'élaboration du tarif ATRD6 de Caléo.

### Accompagner la transition énergétique et prendre en compte la baisse tendancielle des consommations

La prochaine période tarifaire (2022-2025) s'inscrit dans un contexte d'accélération de la transition énergétique, avec une baisse durable de la consommation de gaz recherchée par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la réglementation environnementale. De nouveaux usages (véhicules fonctionnant au gaz naturel pour véhicules (GNV) et bioGNV) devraient certes s'insérer dans ce contexte, mais de façon mineure à l'horizon du tarif ATRD6. Mécaniquement, à charges constantes, le coût unitaire par MWh de gaz distribué suit donc une tendance haussière. Les charges font par conséquent l'objet d'une attention particulière de la CRE.

À cette fin, la présente délibération prévoit, comme pour GRDF et les autres ELD, la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeuble - conduites montantes. Cette réduction de la durée d'amortissement participe, comme la maîtrise des nouveaux investissements, à réduire le risque de coûts échoués à long terme, dans la perspective de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

### Maintenir un niveau de sécurité maximum du réseau de distribution de gaz

L'évolution de la réglementation relative à la sécurité des infrastructures et des installations de gaz appelle des efforts supplémentaires dans le maintien des conditions opérationnelles, la maintenance et le renouvellement du réseau. Le tarif ATRD6 permet à Caléo de mettre en œuvre la politique industrielle nécessaire au maintien d'un niveau de sécurité élevé.

### Maîtriser les investissements tout en accueillant le biométhane

La perspective de baisse de la consommation de gaz accroît l'importance de la maîtrise des investissements. Pendant le tarif ATRD6, les investissements réalisés par Caléo devront donc répondre en priorité aux objectifs de sécurité du réseau et d'intégration du biométhane au meilleur coût.

Le tarif ATRD6 donne les moyens à Caléo de réaliser ces investissements, afin notamment de raccorder les producteurs de biométhane au réseau et de procéder aux adaptations des infrastructures induites. Ces nouveaux investissements de Caléo seront mis en œuvre, autant que possible, en mobilisant les ressources existantes.

### Accompagner le bon déroulement des projets industriels de Caléo tout en maîtrisant les coûts

Le déploiement des projets de comptage évolué sur le territoire de Caléo, ainsi que l'intégration au périmètre des concessions des canalisations destinées à l'utilisation du gaz dans les bâtiments prévue par l'article 195 de la loi relatif à la différenciation, la décentralisation, la déconcentration et portant diverses mesures de simplification de l'action publique locale dite « 3DS » représentent un enjeu industriel et financier significatif pour l'ELD.

La réalisation de ces projets industriels doit se faire à un coût maîtrisé. A ce titre, la CRE veille à ce que Caléo, comme l'ensemble des autres ELD, exploite autant que possible les synergies et pistes de mutualisation envisageables pour la réalisation de projets similaires. En particulier concernant le projet de comptage évolué de Caléo, la CRE accueille favorablement l'alignement proposé par l'opérateur postérieurement à la consultation publique de son calendrier de déploiement sur celui des autres ELD de l'Est de la France dans l'objectif de dégager des synergies potentielles.

### Inciter les ELD à permettre le bon développement de la concurrence sur leur territoire

L'absence quasi-totale de concurrence sur le marché de masse constitue une faiblesse majeure sur le territoire des ELD.

Pour remédier à cette situation, la CRE a formulé dans sa délibération du 10 juin 2021<sup>12</sup> des recommandations et des demandes aux ELD, qui portent notamment sur la modernisation et l'harmonisation de leurs systèmes d'information et doivent aboutir à la mise en place rapide de portails communs et de procédures efficaces et standardisées.

Le cadre de régulation incitative du tarif ATRD6 des ELD intègre ces enjeux, afin d'inciter les ELD, dont Caléo, à réaliser les actions nécessaires au développement de la concurrence sur leur territoire.

Dans leurs réponses à la consultation publique du 7 octobre 2021, les acteurs ont exprimé leur accord avec les enjeux identifiés par la CRE. En particulier, les répondants ont mis en avant la nécessité de veiller à maintenir un niveau de tarif raisonnable pour les consommateurs et à limiter les investissements pour éviter les coûts échoués, tout en donnant aux GRD les moyens financiers d'assurer qualité de service et sécurité. Plusieurs acteurs ont également mis en avant l'importance du raccordement des sites de production du biométhane et du projet de portail commun pour les fournisseurs.

---

<sup>12</sup> Délibération de la CRE n° 2021-121 du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD.

## 2. TARIF ATRD6 DE CALEO

### 2.1 Niveau des charges à couvrir et cadre de régulation associé au projet de comptage évolué de Caléo

#### 2.1.1 Demande tarifaire de Caléo

Dans son dossier tarifaire, Caléo a formulé sa demande d'évolution tarifaire avec une première marche tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2022, puis en suivant les hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE :

En %	2021	2022	2023	2024	2025
Inflation	0,60 %	1,00 %	1,20 %	1,50 %	1,50 %

Le tableau ci-dessous présente les évolutions de charges correspondant à la demande de Caléo au 1<sup>er</sup> juillet 2022, formulées sur la base d'un coût moyen pondéré du capital (CMPC) égal à 4,65% (réel avant impôts).

ELD	Evolution des charges annuelles moyennes à couvrir entre la période 2022-2025 et le réalisé 2018-2020	
	Toutes charges comprises	Hors charges associées aux projets de comptage évolué
Caléo	34%	27%

#### 2.1.2 Charges d'exploitation (hors projets de comptage évolué)

##### 2.1.2.1 Démarche retenue par la CRE et trajectoire d'inflation

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation, en laissant aux opérateurs les écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, les incite à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période ATRD5 doit être pris en compte pour établir le tarif ATRD6, de façon que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains dans la durée.

Pour ces raisons, la CRE a demandé à Caléo de présenter sa demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2020 et en décomposant chaque poste de la matrice tarifaire au premier euro. Néanmoins, le contexte de crise sanitaire a pu fausser le niveau réalisé en 2020, ce qui justifie, pour certains postes, de retenir pour la comparaison un niveau de référence différent du dernier réalisé (par exemple, le réalisé de 2019 ou la moyenne observée sur 2018-2020).

La CRE a sollicité le cabinet Schwartz & Co pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation de Caléo. Les travaux se sont déroulés entre octobre et décembre 2021. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande initiale de l'ELD, a été publié en même temps que la consultation publique le 17 février 2022.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation de l'ELD ainsi que de ses charges d'investissements « hors réseaux » constatés lors de la période ATRD5. Il analyse également en détail les éléments prévisionnels présentés par l'opérateur pour la période tarifaire à venir (période 2022-2025). Plus précisément, cet audit a pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2018-2020) et prévisionnelles (2022-2025) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRD6.

Les analyses de l'auditeur et de la CRE ont porté sur le dossier tarifaire transmis par Caléo, en conservant notamment les hypothèses d'inflation incluses initialement dans la demande de l'opérateur. Toutefois, par cohérence avec les hypothèses d'inflation retenues pour le tarif ATRD6 des ELD, les trajectoires présentées dans la consultation publique du 17 février 2022 avaient été révisées sur la base des prévisions présentées ci-dessous. Ainsi l'ensemble des trajectoires présentées ci-après restent fondées sur la trajectoire d'inflation suivante :

Inflation prévisionnelle retenue dans la délibération	2021	2022	2023	2024	2025
	2,00%	1,60%	1,20%	1,30%	1,20%

**2.1.2.2 Demande de Caléo**

Les prévisions de charges et produits d'exploitation de Caléo pour la période ATRD6 sont en hausse, de + 26,3 % en 2022 par rapport au réalisé de 2019 et avec un taux de croissance annuel moyen de 2,4 % entre 2022 et 2025. Cette hausse des charges d'exploitation repose principalement sur l'augmentation des consommations externes (+ 24,0 % entre le réalisé de 2019 et la demande de l'opérateur pour 2022).

La trajectoire prévisionnelle de charges nettes d'exploitation présentée par Caléo pour la période ATRD6 2022-2025 est la suivante :

Charges nettes d'exploitation demandées (k€courants)	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025
Caléo	1 291	1 630	1 812	1 801	1 792

Cette trajectoire n'intègre pas les coûts d'exploitation prévisionnels liés au projet de comptage évolué de Caléo. Ces derniers sont présentés au paragraphe 2.1.4.

Parmi les éléments caractéristiques de la demande de Caléo, une partie de la hausse des charges d'exploitation prévisionnelles pour la période 2022-2025 est liée à :

- de nouvelles charges d'hébergement et de maintenance associées au changement de SI de l'opérateur ;
- une modification par l'opérateur de sa méthode de dissociation comptable entre les charges de ses activités « eau » et « gaz ». Caléo souhaite modifier, pour certaines de ses charges communes à l'eau et au gaz ((liées, par exemple, au loyer et à la maintenance des locaux), la clé de répartition entre son activité « eau » et son activité « gaz » afin de mieux refléter l'utilisation des ressources concernées.

**2.1.2.3 Analyse de la CRE**

La demande de Caléo a fait l'objet d'une analyse par l'auditeur Schwartz & Co, mandaté par la CRE. Pour rappel, les ajustements préconisés par l'auditeur dans le cadre de l'établissement du tarif ATRD6 des ELD étaient de deux types :

- certains ajustements concernent des charges spécifiques à Caléo, pour lesquels l'ajustement a été décidé au cas par cas par l'auditeur. C'est notamment le cas de la plupart des charges de consommations externes ou des effectifs ;
- certains ajustements concernent des charges présentes chez Caléo ainsi que chez toutes les ELD, et dont l'évolution répond à la même logique (par exemple, le contexte réglementaire ou législatif, la modification des taux d'imposition ou encore l'évolution de l'activité de distributeur de gaz naturel). Pour ces charges, les ajustements résultent d'une analyse transverse à l'ensemble des ELD et ont été appliqués de manière cohérente à Caléo comme à l'ensemble des ELD concernées. Ces ajustements n'ont pas fait l'objet de contestations particulières dans le cadre de la consultation publique.

Par ailleurs, en complément des ajustements de l'auditeur, la CRE avait proposé lors de la consultation publique du 17 février 2022 un ajustement complémentaire concernant les budgets de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel. L'ajustement envisagé était fondé, en cohérence avec les budgets retenus pour les autres ELD, sur un recentrage des budgets sur l'animation de filière et la suppression, le plus rapidement possible, des installations fonctionnant au fioul ou au charbon.

En retour à la consultation publique, un acteur a déclaré partager la méthodologie d'analyse de la CRE. En revanche, Caléo a exprimé des réserves sur certains des ajustements envisagés. En particulier, l'opérateur conteste les ajustements associés à sa méthode de dissociation comptable, ainsi qu'à ses dépenses de communication et de développement du gaz.

L'analyse de la CRE à la suite du retour des acteurs et des échanges avec Caléo est présentée ci-dessous.

**Consommations externes :**

Les ajustements présentés au stade de la consultation publique pour les charges de consommations externes, hors communication et développement, représentaient 209 k€/an, portés principalement sur les services extérieurs et maintenance, les autres charges, et les dépenses de loyer. Ces ajustements s'expliquent, dans leur majorité, par une réduction des dépenses associées au projet de changement de SI, que l'auditeur affecte en partie à l'activité eau, et par le rejet par l'auditeur de nouvelles clés de dissociation comptable de Caléo, insuffisamment justifiées par l'opérateur.



A l'issue de la consultation publique, Caléo a répondu sur :

- les ajustements relatifs aux charges de SI : Caléo conteste l'affectation d'une partie de ces coûts à l'activité eau, qui risque de disparaître en 2026, à l'issue de la remise en concurrence de la concession eau de la ville de Guebwiller ;
- la modification de sa dissociation comptable : Caléo a fourni des justifications complémentaires sur les nouvelles clés de dissociation envisagées ;
- l'ajustement réalisé sur les redevances de concession, en cohérence avec les décisions de la CRE sur les tarifs précédents. En effet, certaines redevances de concession peuvent être assimilées à une remontée de dividendes aux autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE), qui sont les actionnaires majoritaires des ELD, et ne sont à ce titre pas couvertes.

L'analyse de la CRE concernant l'évolution des clés de dissociation comptable de Caléo est détaillée dans un paragraphe dédié figurant ci-dessous.

En ce qui concerne les charges de changement de SI et le traitement des redevances de concession, la CRE estime que les arguments apportés par Caléo ne sont pas de nature à modifier les orientations de la consultation publique, et maintient donc les ajustements associés, soit 145 k€/an (hors ajustements liés à la dissociation comptable).

#### Ajustements sur les budgets de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz naturel :

En cohérence avec les éléments présentés dans la délibération ATRD6 des ELD, et dans la consultation publique du 17 février 2022, la CRE retient un ajustement complémentaire concernant le budget alloué au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel par Caléo. Au même titre que pour les autres ELD, la CRE alloue à Caléo un budget réduit afin que les actions se recentrent uniquement sur l'animation de filière et sur la conversion des installations fonctionnant au fioul ou au charbon.

Si Caléo conteste l'orientation de la CRE, les arguments avancés par l'opérateur ne permettent pas de dégager une spécificité de ses activités par rapport aux autres ELD, qui justifieraient de déroger aux principes appliqués aux autres ELD sur ce poste de dépenses.

Ainsi, concernant les actions de développement, la CRE retient les actions de conversion fioul-gaz. En revanche, elle ne retient notamment pas les budgets d'animation de filière dans le neuf, ou pour la fidélisation de clients existants, compte tenu des faibles marges de manœuvre induites par la réglementation environnementale 2020 (RE2020).

Concernant les budgets de communication, il est légitime d'accorder à l'ELD un budget de communication institutionnelle, comme à toute autre entreprise, à condition qu'il soit suffisamment justifié et cohérent avec sa taille. Compte tenu des éléments fournis par Caléo, la CRE ne retient pas les budgets destinés à promouvoir le développement du gaz (qui représentent la majorité de la demande de l'opérateur sur ce poste) et retient la moitié des budgets de communication institutionnelle restants (dépenses publicitaires exclusivement).

Les ajustements issus de cette solution sont illustrés dans le tableau ci-dessous :

Demande tarifaire moyenne pour le développement (k€/an)	Demande tarifaire moyenne pour la communication (k€/an)	Budget de développement retenu (k€/an)	Budget de communication retenu (k€/an)
49,4	42,4	12,9	0,5

#### Dissociation comptable

Caléo estime être structurellement sous-couvert d'une partie de ses charges sur ses activités gaz, du fait d'une dissociation comptable inexacte. Caléo a donc procédé, à partir de 2020, à la révision des clés de répartition des charges communes eau-gaz, pour un impact sur les charges de consommation externe estimé à 67 k€ en 2020 au périmètre gaz et à 53 k€ en 2020 au périmètre des activités GRD.

Dans le cadre de l’audit de Schwartz & Co, l’auditeur a analysé les justifications fournies par Caléo. Or, il n’a pas été en mesure de confirmer la fiabilité des nouvelles clés comptables et a donc procédé à des ajustements de la dissociation, en excluant l’année 2020 du réalisé de référence permettant de définir le niveau prévisionnel des charges pour l’ensemble des postes de consommations externes affectés par le changement de dissociation comptable. Les ajustements réalisés par l’auditeur ont conduit à un ajustement de - 64 k€/an. A l’issue d’analyses approfondies, la CRE estime que les justifications fournies par Caléo ne sont pas suffisantes pour s’assurer du bien-fondé de l’intégralité de la révision de la dissociation comptable. Une analyse détaillée des postes concernés par le changement de dissociation comptable a donc été réalisée, sur la base des éléments complémentaires fournis par Caléo.

La CRE considère que les justifications fournies par Caléo ne permettent de retenir qu’une partie des révisions de dissociation demandées. Au terme d’une analyse détaillée des postes concernés par le changement de dissociation comptable, la CRE retient les ajustements suivants :

- loyer, crédit-bail : Caléo a fourni des justificatifs sur les hypothèses sous-jacentes de la clé « superficie » utilisée pour la dissociation comptable du poste, qui est néanmoins légèrement moins élevée que la demande initiale de Caléo (la clé superficie conduit à affecter 67% du poste aux activités gaz, contre 70 % dans la demande initiale de Caléo). La CRE retient donc une trajectoire de 111 k€/an en moyenne, basée sur la valeur 2020 selon la nouvelle dissociation comptable, indexée à l’inflation sur la période ATRD6. L’ajustement final s’élève à - 6 k€/an en moyenne, par rapport à un ajustement initial de l’auditeur de - 37 k€/an.
- Services extérieurs et maintenance : la CRE rejette les nouvelles clés de dissociation comptable lorsqu’elles n’ont pas été justifiées par Caléo, et calcule la trajectoire retenue sur la base de la moyenne 2018-2020 (avec la valeur 2020 ventilée avec la méthode historique). La trajectoire retenue s’élève à 39 k€/an en moyenne. L’ajustement final s’élève à - 10 k€/an, par rapport à un ajustement initial de l’auditeur de 16 k€/an.
- Assurances : en l’absence de justification additionnelle de la part de Caléo à l’issue de la consultation publique, la CRE conserve la trajectoire de l’auditeur, s’élevant à 28 k€/an en moyenne. L’ajustement associé s’élève à + 1 k€/an.
- Autres : en l’absence de justification additionnelle de Caléo, la CRE conserve la trajectoire de l’auditeur pour le sous-poste affranchissement, en excluant l’année 2020 dont le niveau est exceptionnel<sup>13</sup>. En revanche, concernant le sous-poste services bancaires, la CRE réintègre le réalisé 2020 tel que résultant de l’application de la méthode historique de dissociation comptable. Au périmètre des dépenses concernées, la trajectoire finale s’élève à 23 k€/an en moyenne, soit un niveau comparable à celui proposé par l’auditeur. L’ajustement associé s’élève à - 12 k€/an.

Au total, les ajustements retenus par la CRE s’élèvent à - 26 k€/an en moyenne au périmètre des postes concernés par le changement de dissociation comptable.

#### 2.1.2.4 Synthèse

La demande de Caléo entraînerait une hausse des charges d’exploitation à couvrir par le tarif ATRD6 par rapport au niveau des charges constatées sur la période 2018-2020.

Les conclusions du rapport d’audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec Caléo en novembre et décembre 2021 ainsi qu’à une consultation publique qui s’est tenue du 17 février 2022 au 10 mars 2022. Caléo a ainsi pu formuler des observations sur les résultats des travaux du consultant et sur les ajustements complémentaires envisagés par la CRE.

A l’issue de ses analyses et des échanges avec Caléo, la CRE considère que la demande de l’ELD ne peut être retenue en l’état et que la majorité des ajustements présentés au stade de la consultation publique sont justifiés.

Le tableau ci-dessous synthétise la trajectoire des charges nettes d’exploitation (hors comptage évolué) ainsi que les ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATRD6 de Caléo :

Charges nettes d’exploitation ATRD6 (moyenne annuelle en k€ <sub>courant</sub> )	Demande de CNE de Caléo	CNE retenues par la CRE pour la période ATRD6	Montant des ajustements retenus par la CRE
Caléo	1 759	1 511	-247

<sup>13</sup> Du fait de l’envoi massif de courriers relatifs à la fin des TRV de gaz.

### 2.1.3 Calcul des charges de capital normatives

#### 2.1.3.1 Coût moyen pondéré du capital (CMPC)

En cohérence avec la délibération ATRD6 des ELD, le CMPC de Caléo est calculé par application des formules suivantes :

$$CMPC_{nom,avant IS} = (TSR + Spread) * g * \frac{1 - DFCF * IS}{1 - IS} + \frac{TSR + \beta * PRM}{1 - IS} * (1 - g)$$

$$CMPC_{réel,avant IS} = \frac{1 + CMPC_{nom,avant IS}}{1 + Inflation} - 1$$

Les paramètres retenus dans le cadre de la délibération ATRD6 des ELD, dont Caléo, sont les suivants :

Paramètres du CMPC ATRD6 des ELD de gaz	
Taux sans risque nominal (TSR)	1,70%
Spread de la dette	0,90%
Bêta de l'actif	0,48
Bêta des fonds propres (β)	0,84
Primes de risque de marche (PRM)	5,20%
Levier (dette/ (dette + fonds propres)) (g)	50%
Taux d'impôt sur les sociétés (IS)	25,83%
Déductibilité fiscale des charges financières (DFCF)	100%
Coût de la dette (nom., avant IS)	2,60%
Coût des fonds propres (nom., avant IS)	8,2%
<b>CMPC (nominal, avant IS)</b>	<b>5,38%</b>
Inflation	1,30%
<b>CMPC (réel, avant IS)</b>	<b>4,02%</b>

#### 2.1.3.2 Investissements (hors projets de comptage évolué)

La demande initiale de Caléo en termes d'investissements, présentée en consultation publique, s'élevait à 892 k€/an sur la période 2022-2025, contre 724 k€/an en moyenne sur la période 2018-2020. Cette hausse s'explique notamment par les investissements associés à la sécurisation des branchements et à l'intégration des CICM, qui résultent d'obligations réglementaires et représentent au global 130 k€/an sur la période.

Dans ce contexte, la CRE estime que la demande d'investissement formulée par Caléo, bien qu'en hausse, satisfait au principe de priorisation des investissements incompressibles, notamment liés à la sécurité des installations.

Par ailleurs, à la suite de la consultation publique, Caléo a indiqué que des retards pris au cours des derniers mois engendraient un décalage des trajectoires de déploiement de son nouveau Système d'Informations.

Après prise en compte de ce décalage, en surplus de la demande initiale de Caléo, la CRE retient la trajectoire d'investissements suivante :

Dépenses d'investissements prévisionnelles (k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022-2025
Caléo	1 568	1 162	926	906	1 141

#### 2.1.3.3 Charges de capital normatives (hors projets de comptage évolué)

Les charges de capital normatives sont calculées selon la méthode définie dans la délibération ATRD6 des ELD. Les trajectoires présentées ci-dessous incluent donc la réduction de la durée d'amortissement de 45 à 30 ans des actifs de branchement telle qu'indiquée au paragraphe 3.1.3.3 de la délibération susmentionnée.

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR, hors actifs liés au projet de comptage évolué, de Caléo de 2022 à 2025 :

BAR au 01.01.N (k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022-2025
Caléo	16 035	16 968	17 318	17 387	16 927

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Caléo de 2022 à 2025 :

CCN (k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022-2025
Caléo	1 542	1 720	1 800	1 836	1 724

#### 2.1.4 Charges à couvrir au titre du projet de comptage évolué de Caléo et déclinaison du cadre de régulation associé au projet

Dans le prolongement du projet de comptage évolué Gazpar, mis en œuvre par GRDF, les projets de comptage évolué des ELD de gaz naturel Régaz-Bordeaux et GreenAlp ont été approuvés le 7 juin 2019 par décision du ministre de la transition écologique et solidaire et du ministre de l'économie et des finances<sup>14</sup>, en application des dispositions de l'article L.453-7 du code de l'énergie<sup>15</sup>.

Vingt ELD n'ont, à ce jour, pas encore débuté le déploiement de compteurs évolués sur leur territoire. L'ensemble de ces ELD dessert 215 000 clients environ, soit environ 2 % des consommateurs nationaux. Or, la CRE considère que, sous réserve d'une évaluation technico-économique des projets de comptage évolué, les consommateurs se situant sur les territoires des ELD doivent être en mesure de bénéficier des mêmes avantages et services que ceux permis par les compteurs évolués déployés sur le territoire des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel ayant procédé au déploiement de tels compteurs.

Les études menées par la CRE ont mis en évidence le fait que, en l'absence de toute mutualisation, le déploiement d'un système de comptage évolué ne serait pas pertinent économiquement sur le territoire de la majorité des ELD de gaz, dont le parc réduit de compteurs ne permet pas de soutenir les coûts fixes d'un tel projet.

Afin d'accroître la pertinence économique de ces projets, la CRE a entrepris des travaux avec les ELD afin de préciser le périmètre et les modalités de mise en œuvre de cette mutualisation. Elle a présenté, dans sa délibération du 28 mai 2020<sup>16</sup>, ses orientations sur la mutualisation des projets de comptage évolué des ELD de gaz naturel.

Entre les mois de janvier et mai 2021, la CRE a reçu 14 dossiers de projet de comptage évolué de gaz naturel, dont 6 venant d'ELD disposant d'un tarif spécifique qui sont : R-GDS, Caléo, Gaz de Barr, Gedia, Sorégies et Vialis. A la suite de leur analyse technico-économique par la CRE, l'ensemble de ces projets a fait l'objet d'une proposition d'approbation aux ministres, dans la délibération de la CRE du 25 mars 2020 pour R-GDS<sup>17</sup>, puis dans la délibération de la CRE du 27 janvier 2022<sup>18</sup> pour les autres ELD. A cette occasion, la CRE a notamment salué l'aboutissement satisfaisant de la démarche de mutualisation des projets de comptage, notamment permise par la contribution efficace des membres de SPEGNN.

S'agissant des projets de Gaz de Barr, Gédia, Sorégies et Vialis, la CRE a fixé, dans sa délibération du 27 janvier 2022 relative au tarif ATRD6 des ELD de gaz naturel<sup>19</sup>, les trajectoires financières associées sur la période ATRD6.

Le dossier de Caléo étant incomplet lors de l'élaboration de l'ATRD6 des ELD, l'ELD n'ayant pas encore arrêté le choix de sa solution SI dédiée au comptage évolué, la CRE a indiqué qu'elle fixerait ultérieurement le niveau de charges à couvrir au titre du projet de comptage évolué, ainsi que les paramètres de régulation incitative du projet de Caléo. Les paragraphes suivants sont consacrés à l'analyse de la demande de Caléo, et à la fixation des trajectoires financières et des paramètres de régulation susmentionnés.

<sup>14</sup> Décision du 7 juin 2019 relative au déploiement de compteurs communicants de gaz naturel par les gestionnaires de réseaux de distribution Greenalp et Régaz-Bordeaux.

<sup>15</sup> Cet article précise que le lancement du déploiement des systèmes de comptage évolué est subordonné à l'approbation préalable des ministres chargés de l'énergie et de la consommation, sur proposition de la CRE fondée sur une évaluation économique et technique des coûts et bénéfices pour le marché et pour les consommateurs du déploiement de ces différents dispositifs.

<sup>16</sup> Délibération n° 2020-120 de la CRE du 28 mai 2020 portant orientation sur la mutualisation du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel sur le territoire des entreprises locales de distribution de gaz naturel.

<sup>17</sup> Délibération n° 2021-102 de la CRE du 25 mars 2020 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution R-GDS.

<sup>18</sup> Délibération n° 2022-31 de la CRE du 27 janvier 2022 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel des entreprises locales de distribution de gaz naturel.

<sup>19</sup> Délibération n° 2022-28 de la CRE du 27 janvier 2022 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution.

### 2.1.4.1 Demande initiale de Caléo

Le dossier de demande de Caléo s'appuie sur un modèle d'affaires générique transmis par la CRE, afin de mesurer la viabilité économique du projet sur une durée de 20 ans. Les coûts du projet se décomposent comme suit :

- les coûts d'investissement (CAPEX) sont principalement liés aux coûts d'acquisition et d'installation des matériels, ainsi qu'aux investissements dans le système d'information comptage ;
- les charges d'exploitation (OPEX) sont principalement liées aux ETP de pilotage du projet, à la supervision du système d'information et à la maintenance des matériels.

Les principaux paramètres du projet de comptage de Caléo sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Chiffres clés sur le projet de comptage de Caléo	Nombre de compteurs à déployer	Période de déploiement industriel	CAPEX sur la durée du projet [M€]	OPEX sur la durée du projet [M€] <sup>20</sup>
Caléo	11 500	2026-2029	2,1	2,3

### 2.1.4.2 Ajustements retenus par la CRE

En cohérence avec le niveau de charges fixées dans le tarif ATRD6 des ELD pour les projets de comptage de Vialis, Gedia, Gaz de Barr et Sorégies, la consultation publique qui s'est tenue du 17 février 2022 au 10 mars 2022 prévoyait les ajustements suivants sur le projet de comptage de Caléo :

- alignement du coût unitaire de fourniture de matériels (compteur, concentrateurs, modules radio) sur les hypothèses retenues pour les projets de R-GDS, Vialis, Gedia, Gaz de Barr et Sorégies ;
- alignement des hypothèses de déploiement et d'exploitation des concentrateurs (taux de panne, hébergement et coûts télécoms des concentrateurs) sur celles retenues pour les projets de R-GDS, Vialis, Gedia, Gaz de Barr et Sorégies ;
- réplique des règles de dimensionnement des ressources en main-d'œuvre mobilisées pour le pilotage du projet (nombre d'ETP<sup>21</sup>) de R-GDS, en intégrant un minimum de 1 ETP par an sur la durée du déploiement industriel ;
- réduction des coûts liés au SI spécifique au comptage évolué, avec en particulier un alignement sur les niveaux correspondant à la solution de R-GDS.

Les ajustements envisagés au stade de la consultation publique correspondent à une réduction du coût total initialement demandé par Caléo (4,4 M€ au global sur 20 ans) de 16,5 % (soit un coût de projet ajusté de 3,7 M€ au global sur 20 ans).

A la suite de la consultation publique, les échanges complémentaires avec Caléo concernant certaines de ses charges de SI ont permis d'identifier des différences de périmètre entre la solution retenue par Caléo et l'offre d'hébergement correspondant à la solution de R-GDS, pour un montant de 6 k€/an. La CRE modifie l'ajustement envisagé au stade de la consultation publique au périmètre de ces charges.

Afin de couvrir ces charges légitimes, la CRE réhausse donc la trajectoire associée au projet de comptage évolué de Caléo du montant correspondant.

Par ailleurs, Caléo a indiqué à l'issue de la consultation publique vouloir avancer le déploiement de son projet de comptage par rapport à la version initialement envisagée par Caléo. Ce décalage permettrait notamment de s'aligner sur le calendrier des projets respectifs des autres ELD situées dans l'est de la France, et de faciliter la mise en œuvre des pistes de mutualisation recommandées par la CRE.

La CRE estime que cette anticipation par Caléo de son projet de comptage est cohérente avec la logique de mutualisation des charges associées aux projets respectifs des ELD, et conforme aux attentes des acteurs de marché de voir les ELD déployer leur système de comptage évolué au plus vite. Par ailleurs, si cet avancement fait porter davantage de charges sur la période 2022-2025, il ne s'agit que d'un effet temporel, qui sera compensé par des charges moindres sur la période tarifaire suivante.

Ainsi, la trajectoire retenue par la CRE pour la période du tarif ATRD6 de Caléo tient compte des charges supplémentaires à couvrir au titre du SI de comptage, et d'un démarrage anticipé du déploiement de son projet de comptage. L'ajustement correspondant représente une réduction de 14,8 % par rapport à la demande initiale de Caléo.

<sup>20</sup> Soit 20 ans à compter du démarrage du projet.

<sup>21</sup> Equivalent temps plein.

Sur la durée du tarif ATRD6, les charges correspondantes seront les suivantes :

Charges de comptage envisagées (moyenne annuelle ATRD6 en k€ <sub>courants</sub> )	BAR comptage	CCN	dont CCN supplém entaires	dont couverture des coûts échoués	dont CCN évitées	CNE	dont CNE supplém entaires	dont CNE évitées
Caléo	299	64	57	9	-2	81	96	15

Dans le cas d'une décision favorable des ministres concernant la mise en œuvre du projet de comptage évolué de Caléo, la CRE considère que le tarif ATRD6 de Caléo doit couvrir les coûts liés au déploiement de leur système de comptage évolué, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. La CRE envisage donc d'anticiper la prise en compte de ces coûts dans le tarif ATRD6 de Caléo.

En l'absence de décision favorable des ministres sur le déploiement d'un système de comptage évolué, le mécanisme de CRCP reprendrait l'excédent tarifaire perçu par Caléo.

### 2.1.4.3 Déclinaison du cadre de régulation associé au projet de comptage évolué de Caléo

Le cadre de régulation incitative associé aux projets de comptage des ELD disposant d'un tarif spécifique n'ayant pas encore, à date, lancé le déploiement de leur projet de comptage évolué a été fixé par la délibération de la CRE du 25 mars 2021<sup>22</sup>. Il prévoit notamment une prime incitative de rémunération de 200 points de base (pbs), attribuée aux actifs de comptage (modules radio, compteurs et concentrateurs) mis en service entre le début et la fin théorique de la phase de déploiement industriel et la couverture tarifaire des coûts échoués liés au remplacement anticipé de compteurs existants par des compteurs communicants pendant la phase de déploiement.

En cas d'atteinte des objectifs de délais, de coûts et de performances, l'ELD bénéficie de l'intégralité de la prime. En revanche, toute dérive de la performance globale vient, au travers de pénalités, diminuer cette prime. Au-delà d'un certain seuil de contre-performance, la rémunération des actifs de comptage sera réduite en deçà du taux de rémunération de base, dans la limite d'un plancher. Dans ce cadre, le montant total des pénalités versées par l'ELD au titre de la régulation incitative du projet de comptage évolué ne pourra pas excéder 300 points de base de rémunération.

En conséquence, les effets de la régulation incitative conduiront à un taux de rémunération moyen pour les investissements soumis à incitation compris entre [+ 200 pbs]<sup>23</sup> et [-100 pbs] par rapport au taux de rémunération de base des actifs.

Un suivi régulier du projet tout au long du déploiement est prévu avec notamment :

- un suivi du respect des calendriers prévisionnels de déploiement du projet, impliquant des pénalités en cas de retard. Pour chaque période de suivi, la non-atteinte du taux de déploiement prévisionnel donnera lieu à une pénalité proportionnelle au retard constaté ;
- un suivi des coûts unitaires des compteurs communicants, avec des pénalités/bonus en cas de dérive/diminution de ces coûts. Une dépense réelle d'investissement supérieure au coût de référence conduira ainsi à une rémunération plus faible. Au contraire, une dépense réelle d'investissement inférieure au coût de référence permettra à l'opérateur de conserver un montant de prime identique à celui qu'il aurait perçu sans cette économie ;
- un suivi annuel de la performance des systèmes en termes de qualité du service rendu, dès le début de la phase de déploiement, avec des incitations financières en fonction de l'atteinte ou non d'objectifs prédéfinis.

La déclinaison de ce cadre de régulation incitative pour le projet de Caléo a été présentée dans la consultation publique du 17 février 2022.

Parmi les réponses à la consultation publique, Caléo a demandé la définition et l'application d'une clause de force majeure compte tenu des variations des prix des matières premières actuellement constatées. Cela reviendrait à élargir aux problématiques de prix de marché la clause actuelle de rendez-vous spécifique aux projets de comptage, qui permet de prendre en compte les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives, réglementaires ou de décisions juridictionnelles ou quasi juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur l'équilibre économique ou sur le calendrier de déploiement de son projet de comptage évolué.

<sup>22</sup> Délibération n° 2021-103 de la CRE du 25 mars 2021 portant orientation sur le cadre de régulation des systèmes de comptage évolué de gaz naturel des ELD disposant d'un tarif spécifique.

<sup>23</sup> Hors les éventuels bonus générés par la régulation de la performance du système de comptage.

Par ailleurs, un acteur s'étonne du décalage des projets de comptage des ELD avec celui de GRDF, dont le déploiement s'achève en 2022, et considère que cette situation ne permet pas aux fournisseurs de proposer des offres innovantes, et pénalise de ce fait les consommateurs.

S'agissant de la demande d'une définition d'une clause de force majeure permettant d'activer la clause de rendez-vous en cas de fortes variations du prix des matériels, qui avait déjà été formulée par les autres ELD en réponse à la consultation publique du 7 octobre 2021, la CRE rappelle que l'approbation d'un projet de comptage évolué de gaz naturel se réalise en deux temps : la proposition d'approbation par la CRE aux ministres d'une part, puis l'approbation effective par les ministres d'autres part. Ainsi, bien qu'elle partage les craintes de Caléo vis-à-vis des tensions sur le marché des matières premières, la CRE estime que les ELD auront davantage de visibilité lors de l'éventuelle approbation par les ministres, précédant la fixation définitive, par la CRE, du cadre de régulation incitative. La CRE considère par ailleurs que cette clause pourrait avoir un effet désincitatif sur la négociation des prix par les ELD. En conséquence, la CRE décide de ne pas définir de clause de force majeure.

Enfin, s'agissant du calendrier de déploiement, une partie du décalage du calendrier par rapport à GRDF s'explique par les travaux préparatoires menés avec les ELD pour permettre un déploiement mutualisé de leurs projets de comptage évolués respectifs. La CRE considère que ces travaux nécessaires ont permis de réduire le coût global de déploiement des projets de comptage évolués sur le territoire des ELD, au bénéfice des consommateurs. Par ailleurs, la décision de Caléo d'avancer le déploiement de son projet de comptage permet de répondre en partie à la réserve exprimée dans le cadre de la consultation publique, et le cadre de régulation retenu incite les ELD à prévenir toute dérive du calendrier.

Ainsi, la CRE maintient les orientations présentées en consultation publique concernant les paramètres de régulation incitative spécifiques au projet de comptage évolué de Caléo. Ces derniers sont présentés en annexe 3 et 5.

### 2.1.5 Solde prévisionnel de CRCP de fin de période ATRD5

Dans son dossier de demande tarifaire, Caléo n'a pas fourni d'estimation de son solde résiduel de CRCP au titre de la période ATRD5. Ainsi, la CRE retient le solde de CRCP issu des derniers travaux de mise à jour annuelle des tarifs ATRD5, qui ont eu lieu en mai 2021.

La CRE reconduit, comme ce qui a été appliqué pour les autres ELD, la méthode d'apurement du CRCP retenue pour le tarif ATRD5 des ELD. Caléo remboursera ainsi aux consommateurs de sa zone de desserte le solde du CRCP du tarif ATRD5 actualisé au taux sans risque (s'élevant à 1,7%) au travers d'annuités constantes sur la période de quatre ans du tarif ATRD6 des ELD, soit les montants suivants :

En k€ courants/an sur la période ATRD6	Annuité d'apurement estimée du solde de CRCP résiduel ATRD5
Caléo	- 119

### 2.1.6 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2022-2025

Le revenu autorisé de chaque ELD pour la période 2022-2025 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. § 2.1.2.4) ;
- les charges de capital (cf. § 2.1.3.3) ;
- les charges d'exploitation et de capital liées aux projets de comptage évolués des ELD (cf. § 2.1.4) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 1<sup>er</sup> jour de l'année comptable (cf. § 2.1.5).

A l'issue de l'examen par la CRE des demandes tarifaires des ELD, les charges à couvrir sur la période tarifaire ATRD6 évoluent de la manière suivante (hors solde de CRCP) :

	Evolution des charges annuelles moyennes à couvrir entre la période 2022-2025 et le réalisé 2018-2020	
	Toutes charges comprises	Hors charges associées aux projets de comptage évolués
Caléo	20%	15%

Le tableau ci-dessous synthétise le revenu autorisé de Caléo pour la période ATRD6.

En k€ courants/an sur la période ATRD6	CNE	CCN	Charges comptage	Apurement CRCP	Revenu autorisé
Caléo	1 511	1 724	145	-119	3 262

## 2.2 Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis

### 2.2.1 Évolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD5

Le bilan des évolutions de volumes acheminés et de nombre de consommateurs desservis par Caléo sur la période tarifaire 2018-2021 est présenté dans le tableau ci-dessous :

		2018		2019		2020		2021	
		Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Estimé
Caléo	Nombre de consommateurs	10 354	10 537	10 394	10 721	10 434	10 872	10 474	10 820
	Consommation corrigée du climat (GWh)	300 926	336 266	301 581	319 897	302 236	321 473	302 891	306 060

Les trajectoires de clients et de consommations réalisées par Caléo sont supérieures aux prévisions du tarif ATRD5.

Caléo justifie l'écart entre le nombre de consommateurs prévisionnel et réalisé par le constat *a posteriori* d'un nombre de clients T1 plus élevé que prévu. Le gain net de clients T1, notamment dû au passage de clients T2 en T1, du fait de la baisse de leurs consommations annuelles de référence (CAR), est supérieur, sur la période, à la perte cumulée de clients sur les autres segments.

Les volumes acheminés sont également supérieurs à la trajectoire prévisionnelle du tarif ATRD5. Caléo explique toutefois que, bien que la trajectoire réalisée soit supérieure au prévisionnel, les consommations individuelles des clients anticipés ont baissé, en partie en raison du réchauffement climatique et des mesures d'efficacité énergétique mises en œuvre, en particulier dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

### 2.2.2 Demande de Caléo

Les trajectoires d'évolution prévues par Caléo pour la période 2022-2025 sont présentées dans les tableaux ci-dessous.

Nombre de clients	Evolution 2013-2017	Evolution 2018-2021	Evolution 2022-2025	Nombre de clients moyen sur la période 2022 -2025 /an
Caléo	0,52%	0,66%	-0,35%	10 693

Consommation GWh	Evolution 2013-2017	Evolution 2018-2021	Evolution 2022-2025	Consommation moyenne 2022 - 2025 /an
Caléo	1,56%	-2,33%	-1,18%	291 951

### 2.2.3 Analyse de la CRE

La CRE porte une attention particulière à la construction des trajectoires du nombre de clients ainsi que de la consommation qui en découle. En effet, les écarts de trajectoires peuvent entraîner des soldes de CRCP importants pouvant notamment se répercuter lors des changements de période tarifaire. Ainsi, afin de s'assurer de la cohérence des scénarios retenus par les opérateurs, la CRE a demandé à Caléo d'explicitier la méthode et les hypothèses de construction de ses trajectoires.

La CRE constate que la construction des trajectoires de clients par Caléo est globalement cohérente avec le contexte local et national anticipé pour la période tarifaire ATRD6. Néanmoins, la CRE considère que les hypothèses retenues par Caléo pour la période du tarif ATRD6 ne sont pas cohérentes avec l'historique de croissance du nombre de consommateurs sur le segment T1 (+ 370 consommateurs par an en moyenne sur la période 2018-2020), et que la trajectoire proposée par Caléo ne tient pas suffisamment compte du report d'une partie des clients qui disparaissent du segment T2. Ainsi, la CRE retient une trajectoire de consommateurs légèrement supérieure à celle de l'opérateur sur la période 2022-2025.

Concernant les trajectoires de quantités acheminées, les méthodes ont été expliquées par Caléo à la CRE. Celles-ci reposent principalement sur l'estimation statistique de ratios de consommation par typologie de client fondés sur les consommations sur la période précédente et sur des hypothèses spécifiques à chaque catégorie de client. Cette méthode est considérée comme cohérente par la CRE. La CRE retient les hypothèses unitaires de Caléo, et adapte la trajectoire de quantités acheminées pour le segment T1 sur la période 2022-2025 pour tenir compte des modifications apportées sur le nombre de consommateurs.

En conséquence, la CRE retient les trajectoires prévisionnelles de suivantes s'agissant de l'évolution des consommations et de celle du nombre de consommateurs sur la période 2022-2025 :

	2022	2023	2024	2025
Nombre de consommateurs	10 968	11 018	11 068	11 118
Volumes de consommations (GWh)	299 931	295 401	291 192	287 301

### **2.3 Trajectoire d'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de Caléo**

Dans son dossier tarifaire respectif, Caléo a formulé sa demande d'évolution tarifaire avec une première marche tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2022, puis en suivant le niveau de l'inflation. Dans la consultation publique, la CRE a retenu, au même titre de ce qui a été choisi pour les autres ELD, une marche initiale suivie d'une évolution lissée sur les trois autres années du tarif.

Les réponses à la consultation publique n'ont pas exprimé de réserves concernant ces modalités d'évolution tarifaire, qui sont donc retenues pour la période 2022-2025. La marche initiale et le facteur X à prendre en compte dans la formule d'évolution annuelle présentée au paragraphe 2.2.2 sont les suivants :

	Marche initiale (dont inflation)	Facteur d'évolution annuel (X)
Caléo	+ 17,78%	0,00%

### 3. TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE CALÉO ET DES ELD DISPOSANT DU TARIF COMMUN, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2022

#### 3.1 Règles tarifaires

Les règles et la structure tarifaires prévues pour l'application du tarif ATRD péréqué de GRDF, s'appliquent également aux tarifs ATRD péréqués des ELD. Ces règles et cette structure sont actuellement définies dans la délibération de la CRE du 23 janvier 2020<sup>24</sup>. Le détail de ces règles tarifaires est repris dans l'annexe 1, et porte sur les points suivants :

- définitions (Annexe 1 – § 1.) ;
- prestations couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel (Annexe 1 – § 2.) ;
- structure et choix des options tarifaires (Annexe 1 – § 3.) ;
- mode de relève d'un point de livraison (Annexe 1 – § 4.) ;
- souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière (Annexe 1 – § 5.) ;
- modification du niveau de souscription annuelle pour un point de livraison (Annexe 1 – § 6.) ;
- pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite (Annexe 1 – § 7.) ;
- regroupement de points de livraison (Annexe 1 – § 8.) ;
- alimentation d'un point de livraison par plusieurs fournisseurs (Annexe 1 – § 9.) ;

#### 3.2 Grilles tarifaires d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de Caléo et des ELD disposant du tarif commun

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD est péréqué à l'intérieur de la zone de desserte de chaque ELD, à l'exception des nouveaux réseaux publics de distribution mentionnés à l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

Le tarif défini ci-dessous est conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2022, avec un ajustement mécanique au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année.

Pour les consommateurs, le tarif s'applique par point de livraison. Les montants dus pour chaque point de livraison, pour les clients d'un fournisseur, s'additionnent dans la facture mensuelle transmise à ce fournisseur. Pour les producteurs, le terme tarifaire d'injection s'applique par poste d'injection.

##### 3.2.1 Grilles tarifaires pour les consommateurs (hors terme $R_t$ )

###### 3.2.1.1 Définition des grilles tarifaires applicables au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année N

La grille de référence pour les tarifs péréqués de Caléo et des ELD au tarif commun à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2022 est la grille tarifaire de GRDF en vigueur à ces dates.

###### 3.2.1.2 Définition du coefficient NIV applicable au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année N

La présente délibération initialise le coefficient de niveau de Caléo pour la période ATRD6 afin de tenir compte de l'évolution tarifaire qui résulte des charges et recettes prévisionnelles sur la période du tarif ATRD6 (cf. § 2.3). Elle initialise également le coefficient de niveau applicable aux ELD disposant du tarif commun en tenant compte du coefficient de niveau fixé pour Caléo par la présente délibération et des coefficients de niveaux fixés pour les 8 autres ELD disposant d'un tarif spécifique dans la délibération ATRD6 des ELD.

ELD	Coefficient de niveau $NIV_{init}$
Caléo	0,9786
ELD disposant du tarif commun	1,2219

<sup>24</sup> Délibération de la CRE n° 2020-010 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

A partir du 1<sup>er</sup> juillet 2022, les coefficients de niveau évoluent chaque année.

### **Evolution des coefficients de niveau NIV des ELD au 1<sup>er</sup> juillet 2022**

L'évolution du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet 2022 conduira à une évolution des coefficients de niveau  $NIV_{01/07/2022}$  des ELD au 1<sup>er</sup> juillet 2022 inverse à cette évolution du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet 2022, selon la formule suivante :

$$NIV_{01/07/2022} = NIV_{init} \times \frac{1}{1 + Z_{01/07/2022}^{GRDF}}$$

Avec :

- $NIV_{01/07/22}$  est le coefficient de niveau de l'ELD au 1<sup>er</sup> juillet 2022, arrondi à 0,0001 près ;
- $NIV_{init}$  est le coefficient de niveau initial fixé par la présente délibération ;
- $Z_{01/07/2022}^{GRDF}$  est l'évolution en niveau du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet de l'année 2022.

### **Formule d'évolution annuelle des coefficients de niveau NIV des ELD à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2023**

A compter du 1<sup>er</sup> juillet 2023, les coefficients de niveau évoluent selon les modalités définies dans la délibération ATRD6 des ELD.

Pour rappel, le coefficient de niveau NIV de chaque ELD disposant d'un tarif spécifique évoluera chaque année mécaniquement de l'inverse de l'évolution du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet N, et d'une évolution spécifique à chaque ELD, selon la formule suivante :

$$NIV_{01/07/N} = NIV_{30/06/N} \times \frac{1 + Z_{01/07/N}^{ELD}}{1 + Z_{01/07/N}^{GRDF}}$$

Avec :

- $NIV_{01/07/N}$  est le coefficient de niveau de l'ELD au tarif spécifique au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N, arrondi à 0,0001 près ;
- $NIV_{30/06/N}$  est le coefficient de niveau de l'ELD au tarif spécifique au 30 juin de l'année N, arrondi à 0,0001 près ;
- $Z_{01/07/N}^{GRDF}$  est l'évolution en niveau du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N ;
- $Z_{01/07/N}^{ELD}$  est l'évolution en niveau du tarif péréqué de l'ELD au tarif spécifique au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près, calculée de la manière suivante :

$$Z_{01/07/N}^{ELD} = IPC_N + X + k_N$$

Où :

- $IPC_N$  est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
- $X$  est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération (cf. § 3.3).
- $k_N$  est le facteur d'évolution de la grille tarifaire résultant de l'apurement du solde du CRCP ; il est compris entre + 2 % et - 2 %.

Pour les ELD disposant du tarif commun, le coefficient NIV appliqué à la grille tarifaire de GRDF correspond à la moyenne du coefficient NIV de chaque ELD disposant d'un tarif spécifique.

### 3.2.2 Terme R<sub>f</sub>

Chaque année, le terme R<sub>f</sub> est identique au terme R<sub>f</sub> en vigueur pour GRDF. Conformément aux dispositions prévues par la délibération n° 2020-010 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF<sup>25</sup>, ce dernier évolue selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017<sup>26</sup>, associées à une évolution à l'inflation.

### 3.2.3 Grille applicable aux producteurs de biométhane

Chaque année, les termes tarifaires d'injection applicables aux producteurs de biométhane sont identiques à ceux en vigueur pour GRDF. Aucune évolution n'est prévue pour ces termes tarifaires, qui sont chaque année les suivants :

Niveau	Terme tarifaire d'injection (€/MWh)
Niveau 3	0,7
Niveau 2	0,4
Niveau 1	0

Le terme tarifaire d'injection de biométhane introduit dans le tarif ATRD6 est fondé sur la définition de trois niveaux de terme d'injection, afin de différencier le montant payé par les producteurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation (cf. Annexe 1 §3).

<sup>25</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2020-010 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

<sup>26</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-238 du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

## DÉCISION DE LA CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de l'entreprise locale de distribution (ELD) exerçant sur le territoire de la commune de Guebwiller, Caléo, ainsi que le tarif applicable aux ELD disposant d'un tarif commun à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2022, selon la méthode et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- la déclinaison du cadre de régulation tarifaire applicable au projet de comptage évolué de Caléo, et les paramètres de la régulation incitative associés ;
- la trajectoire des charges d'exploitation, le CMPC (4,02 %), et l'évolution prévisionnelle du tarif de Caléo et des ELD disposant du tarif commun ;
- les termes tarifaires applicables à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2022 à Caléo et aux ELD disposant du tarif commun.

Le coefficient de niveau du tarif commun des ELD n'ayant pas présenté de comptes dissociés est égal à la moyenne des coefficients de niveau des tarifs des ELD disposant d'un tarif spécifique. En application de la délibération du 27 janvier 2022 n° 2022-28 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution ainsi que de la présente délibération, le coefficient de ce niveau est égal à 1,2219.

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise :

- pour avis au Conseil supérieur de l'énergie ;
- à la ministre de la transition écologique, ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance.

**Délibéré à Paris, le 31 mars 2022.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**Le Président,**

**Jean-François CARENCO**

## **ANNEXE 1 – REGLES TARIFAIRES APPLICABLES POUR LE TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE CALEO ET DES ELD DISPOSANT DU TARIF COMMUN**

### **1. Définitions**

#### **Point de livraison :**

Point de sortie d'un réseau de distribution où un GRD livre du gaz à un consommateur final, en exécution d'un contrat d'acheminement sur le réseau de distribution.

#### **Poste d'injection :**

Point d'entrée d'un réseau de distribution où le gaz est injecté, en application d'un contrat d'injection entre le producteur de gaz et le GRD.

#### **Point d'interface transport distribution (PITD) :**

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un réseau de distribution de gaz naturel.

#### **Point de comptage et d'estimation (PCE) :**

Point du réseau de distribution où une quantité d'énergie est calculée à partir de compteurs ou d'estimations.

#### **Consommation annuelle de référence (CAR) :**

La CAR correspond à l'estimation de la consommation annuelle d'un PCE en année climatiquement moyenne.

#### **Terme d'injection biométhane :**

Terme applicable aux quantités de biométhane injectées dans le réseau de distribution de gaz ;

#### **Terme R<sub>r</sub> :**

Montant moyen pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

#### **Options T1, T2, T3 et T4 :**

Options tarifaires principales du tarif, applicables aux différents consommateurs raccordés au réseau de distribution en fonction de leur niveau de consommation de gaz naturel. Elles comprennent un abonnement et un terme proportionnel aux quantités de gaz consommées. L'option T4 comprend en complément deux termes proportionnels à la capacité journalière souscrite.

#### **Tarif de proximité (TP) :**

Option tarifaire créée pour les gros consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution. Elle comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance à vol d'oiseau entre le point de livraison et le réseau de transport le plus proche, auquel est affecté un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du consommateur.

### **2. Prestations couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD**

L'utilisation des réseaux de distribution des ELD de gaz naturel ne peut donner lieu à aucune facturation autre que celle résultant de l'application du présent tarif, à l'exception de la facturation des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel dont les tarifs sont fixés par délibération de la CRE.

Les prestations dont le coût est couvert par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution des ELD de gaz sont notamment les suivantes :

- prestations liées à la qualité et à la sécurité :
  - continuité de l'acheminement dans les conditions définies par l'article R. 121-11 du code de l'énergie ;
  - information d'une interruption de service pour travaux, conformément à l'article R. 121-12 du code de l'énergie ;
  - mise à disposition d'un numéro d'urgence et de dépannage accessible 24 heures sur 24 ;

- intervention en urgence 24 heures sur 24 en cas de problème lié à la sécurité, conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations ;
- garantie de la valeur du pouvoir calorifique telle que définie par les arrêtés du 16 septembre 1977 et du 28 mars 1980 ;
- pression disponible à l'amont du poste de livraison, conforme aux conditions standards de livraison publiées par le GRD ;
- première intervention chez le consommateur pour assurer un dépannage ou une réparation en cas de manque de gaz ;
- diagnostic des installations intérieures chômées depuis plus de six mois et actions de sensibilisation des consommateurs et des acteurs de la filière gazière à la problématique de la sécurité des installations intérieures ;
- accompagnement du consommateur en situation de danger grave immédiat ;
- prestations liées à la mesure de la consommation :
  - mise à disposition d'un compteur lorsque le débit est inférieur à 16 m<sup>3</sup>/h ;
  - vérification périodique du contrôle métrologique des compteurs et des convertisseurs ;
  - continuité de comptage et de détente ;
  - relève périodique des compteurs, dans les conditions définies au paragraphe 4 ci-après ;
  - communication de la date et du créneau horaire de passage du releveur pour les consommateurs à relevé semestriel ;
  - possibilité de réaliser un auto-relevé et de communiquer son index, pour les consommateurs à relevé semestriel ;
- prestations liées à la gestion contractuelle :
  - les changements de fournisseur ;
  - les mises hors service (ou résiliation) ;
  - modification en masse des tarifs d'utilisation des réseaux à la demande des fournisseurs ;
- prestations de transmission de données :
  - transmission de données de consommation agrégées aux propriétaires ou gestionnaires d'immeubles ;
  - transmission de données de consommation agrégées aux personnes publiques ;
  - communication de données de consommation gaz au point de livraison d'un consommateur à un fournisseur ou à un tiers ;
- prestations relatives au déploiement des compteurs communicants, si applicable :
  - communication à un consommateur de données de consommation gaz au point de livraison, de données techniques du PCE et de données contractuelles ;
  - accès à la sortie locale des compteurs communicants ;
  - transmission journalière des données de consommation ;
  - choix de la date de publication des index mensuels ;
  - relevé à date choisie ;
- autres :
  - prise de rendez-vous téléphonique pour toutes les opérations techniques nécessitant une étude ;
  - recours à l'instrumentation du réseau pour réaliser une étude détaillée à destination des producteurs de biométhane.

### 3. Structure et choix des options tarifaires

Le tarif comprend quatre options principales :

- trois options T1, T2, T3, de type binôme, comprenant chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées ;
- une option T4 de type quadrinôme, comprenant un abonnement, deux termes proportionnels à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées.

Le choix de l'option tarifaire à appliquer revient au fournisseur pour le client concerné et pour chaque point de livraison (PDL).

Pour l'ensemble des consommateurs finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture, le tarif applicable est un binôme comprenant :

- un abonnement égal à celui de l'option tarifaire T1 appliqué au nombre de logements alimentés en gaz ;
- une part proportionnelle égale à celle de l'option tarifaire T1 appliquée à la consommation de gaz mesurée par le compteur collectif.

Pour les consommateurs finals ne disposant pas de compteur individuel ou collectif, le tarif applicable est un forfait, calculé sur la base de l'option T1 et d'une consommation de 660 kWh par an.

Le tarif comprend également une option tarifaire dite « tarif de proximité » (TP), pour les gros consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution. Cette option tarifaire comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance à vol d'oiseau entre le point de livraison concerné et le réseau de transport le plus proche. Le terme proportionnel à la distance est affecté d'un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du point de livraison concerné, égal à :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

Pour chacune des options tarifaires, l'abonnement comprend :

- un terme « R<sub>f</sub> » correspondant au montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs par le GRD pris en compte au titre de la gestion des clients en contrat unique ;
- une part abonnement hors « R<sub>f</sub> ».

Pour les sites de production de biométhane, le classement des zones par type de niveau est réalisé en fonction du zonage de raccordement en vigueur sur la zone et est actualisé concomitamment à l'actualisation du zonage :

- si le zonage prévoit un rebours ou une compression mutualisée, les futurs sites de production de la zone se voient affecter le niveau 3 ;
- si le zonage ne prévoit ni rebours ni compression mutualisée :
  - si le zonage comprend un maillage<sup>27</sup> et/ou une extension mutualisée<sup>28</sup>, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 2 ;
  - pour les autres zones, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 1.

Le niveau du timbre est attribué à chaque site de production lors de l'étude de raccordement du jalon D2<sup>29</sup>, en fonction du zonage de raccordement<sup>30</sup> en vigueur sur la zone.

### 4. Mode de relève d'un point de livraison

Le relevé cyclique de compteur est effectué avec la fréquence suivante :

<sup>27</sup> Deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement.

<sup>28</sup> Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisée entre plusieurs sites.

<sup>29</sup> Les sites de la file d'attente qui ont déjà dépassé le jalon D2, mais qui n'injectent pas encore de biométhane, se voient affecter un niveau de timbre au moment de la signature du contrat de raccordement, suivant des principes identiques.

<sup>30</sup> Résultat de l'étude, faite en concertation par les gestionnaires de réseaux, déterminant la configuration de réseau optimale sur la base du critère technico-économique de zonage.

- 1) Pour un point de comptage et d'estimation (PCE) nouvellement mis en service, les fréquences standard de relevé d'un point de livraison des réseaux publics de gaz naturel sont les suivantes :
  - si la consommation annuelle de référence (CAR) déclarée est inférieure à 300 MWh, la fréquence standard de relevé est semestrielle, à l'exception des consommateurs équipés d'un compteur évolué qui ont une fréquence standard de relevé mensuelle ;
  - si la CAR déclarée est comprise entre 300 MWh et 5 GWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
  - si la CAR déclarée est supérieure à 5 GWh, la fréquence standard de relevé est quotidienne.
- 2) Pour un PCE déjà raccordé à un réseau de distribution de gaz, la fréquence standard de relevé d'un point de livraison des réseaux publics de gaz naturel est la suivante :
  - si la CAR est inférieure à 500 MWh, la fréquence standard de relevé qui était appliquée l'année précédente est conservée, à l'exception des PCE équipés d'un compteur évolué qui ont une fréquence standard de relevé mensuelle ;
  - si la CAR est comprise entre 500 MWh et 10 GWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
  - si la CAR est supérieure à 10 GWh, la fréquence standard de relevé est quotidienne.

Par exception à ces règles :

- dès lors que le PCE présente pour la troisième année consécutive une CAR comprise entre 300 MWh et 500 MWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
- si la CAR est comprise entre 1 et 10 GWh, la fréquence standard de relevé qui était appliquée l'année précédente est conservée, dès lors que celle-ci était mensuelle ou quotidienne ;
- dès lors que le PCE, dont la fréquence standard de relevé était quotidienne l'année précédente, présente pour la quatrième année consécutive une CAR inférieure ou égale à 5 GWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison est mensuelle ;
- dès lors que le PCE présente pour la troisième année consécutive une CAR supérieure à 5 GWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison est quotidienne.

Pour l'application des règles précédentes, seules les CAR utilisées à partir du 1<sup>er</sup> avril 2016 sont prises en compte.

- 3) Dans tous les cas, les compteurs des consommateurs à forte modulation intra-mensuelle sont relevés à une fréquence quotidienne. Sont considérés comme ayant une forte modulation intra-mensuelle, les consommateurs qui remplissent pour la deuxième année consécutive les conditions suivantes :
  - la CAR est supérieure à 2 GWh ;
  - les quantités acheminées sur les 2 mois de plus forte consommation de l'année sont supérieures à 50 % de la consommation annuelle constatée. Ce ratio est calculé sur la période annuelle comprise entre le 1<sup>er</sup> avril et 31 mars.

Un consommateur ne pourra voir sa fréquence standard de relevé repasser à une fréquence mensuelle s'il a été considéré comme ayant une forte modulation intra-mensuelle au cours de l'une des 3 dernières années.

- 4) Les consommateurs ayant souscrit aux options tarifaires T4 et TP ont une fréquence de relevé quotidienne, indépendamment de leur CAR.

Une fréquence de relevé plus élevée que la fréquence standard de relevé définie par les règles ci-dessus peut être choisie par le fournisseur, pour le client concerné et pour chaque point de livraison. Le tarif appliqué figure dans le catalogue de prestation du GRD.

## **5. Souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière**

L'option tarifaire T4 comprend deux termes de souscription annuelle de capacité journalière et l'option tarifaire TP comprend un terme de souscription annuelle de capacité journalière. Il est également possible de souscrire mensuellement ou quotidiennement des capacités journalières.

Le terme de souscription mensuelle de capacité journalière est égal au terme de souscription annuelle de capacité journalière correspondant au niveau de capacité annuelle souscrit, multiplié par les coefficients suivants :

Mois considéré	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Janvier - Février - Décembre	4/12 du terme annuel
Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
Avril - Mai - Juin - Septembre - Octobre	1/12 du terme annuel
Juillet - Août	0,5/12 du terme annuel

Lorsque le bon fonctionnement du réseau le permet, des souscriptions quotidiennes de capacité journalière sont commercialisées par le GRD, pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Le terme applicable à la souscription quotidienne de capacité journalière est égal à 1/20<sup>ème</sup> du terme applicable à la souscription mensuelle correspondante.

## **6. Modification du niveau de souscription annuelle pour un point de livraison**

Pour un point de livraison raccordé à un réseau de distribution et relevant d'une option tarifaire à souscription :

- une modification, à la hausse ou à la baisse, du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison est autorisée si aucune modification de sens contraire n'est intervenue dans les 12 mois précédant la date d'effet demandée ;
- dans le cas d'une modification à la hausse du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison intervenant moins de 12 mois après une baisse, la capacité journalière égale au minimum entre le niveau de souscription avant la baisse et celui résultant de la hausse est réputée souscrite à compter de la date de la baisse et pour la période concernée ;
- une modification à la baisse du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison, dont la date d'effet demandée intervient moins de 12 mois après une hausse du niveau de souscription annuelle, n'est pas autorisée ;
- les dispositions précédentes s'appliquent y compris en cas de changement de fournisseur pour le point de livraison considéré ou de mise hors service suivie d'une remise en service si l'utilisateur final ne change pas.

## **7. Pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite**

Chaque mois, pour les options tarifaires T4 et TP, les dépassements de capacité journalière constatés font l'objet de pénalités.

Le dépassement de capacité journalière pris en compte pour un mois donné est égal à la somme du dépassement maximal de capacité journalière du mois considéré et de 10 % des autres dépassements de capacité journalière du mois supérieurs à 5 % de la capacité journalière souscrite.

La pénalité est exigible lorsque le dépassement ainsi calculé est supérieur à 5 % de la capacité journalière souscrite. Pour la partie du dépassement comprise entre 5 % et 15 % de la capacité journalière souscrite, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 2 fois le terme mensuel de capacité journalière tel que défini au paragraphe 5.

Pour la partie du dépassement supérieure à 15 % de la capacité journalière souscrite, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 4 fois le terme mensuel de capacité journalière tel que défini au paragraphe 5.

## **8. Regroupement de points de livraison**

Dans le cadre de l'option T4, le regroupement des souscriptions de capacité journalière de plusieurs points de livraison est autorisé lorsque les conditions suivantes sont simultanément vérifiées :

- les points de livraison concernés sont sur le réseau de distribution d'un même GRD et sont alimentés par un même PITD ;
- le gaz livré à chacun des points de livraison concernés est destiné à servir, après transformation, à la satisfaction des besoins du même utilisateur final sur un même site. Cet usage induit des consommations alternées en tout ou partie du gaz naturel livré.

31 mars 2022

Les termes de souscription annuelle de capacité journalière de l'option T4 sont majorés de 20 % dans le cas de regroupement des souscriptions de plusieurs points de livraison. L'abonnement annuel reste dû pour chaque point de livraison.

### **9. Alimentation d'un point de livraison par plusieurs fournisseurs**

Lorsque plusieurs fournisseurs alimentent simultanément un même point de livraison, ils doivent choisir la même option tarifaire T4.

Les dispositions liées à cette option tarifaire T4 s'appliquent intégralement à chaque fournisseur comme s'il s'agissait de deux points physiques indépendants, à l'exception de la somme due mensuellement au titre de l'abonnement qui est répartie entre les deux fournisseurs au *pro rata* des capacités souscrites du mois considéré. Lorsque, pour un mois donné, la capacité totale souscrite est nulle, la répartition se fait sur la base de celle du mois précédent.

## **ANNEXE 2 – RÉFÉRENCES POUR LA MISE À JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE CALEO ET DES ELD DISPOSANT DU TARIF COMMUN À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2023**

### **1. Calcul et apurement du CRCP**

Pour chaque ELD, dont Caléo, le solde du CRCP du tarif ATRD6, au premier jour de l'année 2022, est égal à la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du tarif ATRD5 et le montant provisoire pris en compte dans la présente délibération pour l'élaboration du tarif ATRD6.

Pour chaque année  $N$ , à compter de l'année 2022, le solde définitif du CRCP au dernier jour de l'année  $N$  est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au dernier jour de l'année  $N$  ;
- et de la différence, au titre de l'année  $N$ , entre :
  - la différence entre le revenu autorisé définitif, tel que défini ci-après, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation ;
  - la différence entre les recettes perçues par l'ELD et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Le solde prévisionnel du CRCP au dernier jour de l'année  $N$  est défini comme la somme du solde du CRCP au premier jour de l'année  $N$  et la différence au titre de l'année  $N$  entre le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et les recettes prévisionnelles calculées à partir des hypothèses de quantités distribuées et de nombre de consommateurs desservis retenues dans la présente délibération, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Les recettes perçues par l'ELD sont définies comme la somme, d'une part, des recettes effectivement perçues par l'ELD sur la part proportionnelle aux quantités acheminées, les souscriptions de capacité et le terme proportionnel à la distance et, d'autre part, des recettes prévisionnelles liées aux abonnements hors terme  $R_f$  réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Le solde du CRCP au premier jour de l'année  $N+1$  est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au dernier jour de l'année  $N$  au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte des montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D), et d'éventuelles reprises de charges liées aux projets CI-CM, au cas où les obligations réglementaires de ELD ne se seraient pas concrétisées sur la période.

L'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$  prend en compte un coefficient  $k_N$ , qui vise à :

- arrêter les apurements générés par les coefficients  $k$  appliqués les années antérieures ;
- apurer, d'ici le 30 juin de l'année  $N+1$ , le solde du CRCP du 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$ .

Le coefficient  $k_N$  est plafonné à +/- 2 %.

### **2. Valeurs de référence pour le calcul du revenu autorisé définitif**

Pour chaque année  $N$  à compter de l'année 2022, le revenu autorisé définitif est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
  - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
  - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles relatives aux projets de comptage de l'ELD ;
  - les charges nettes d'exploitation relatives aux actions de développement de la concurrence ;
  - les charges de capital normatives non incitées ;
  - les charges de capital normatives non incitées relatives aux projet de comptage de l'ELD ;
  - les charges relatives aux pertes et différences diverses pour les ELD qui assument la couverture de ces charges ;
  - les charges relatives aux impayés ;

- les charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;
  - les charges relatives au terme tarifaire d'injection de biométhane ;
  - les charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture ;
  - les charges liées aux projets de déploiement des réseaux intelligents ;
  - l'écart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel ;
  - l'apurement du solde du CRCP provisoire du tarif ATRD5 ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
    - les recettes extratarifaires non incitées ;
    - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes ;
    - les recettes au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane ;
    - les recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains ;
    - les recettes au titre des pénalités perçues pour les dépassements de capacité souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T4 et TP ;
  - et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
    - la régulation incitative spécifique aux projets de comptage évolué de l'ELD ;
    - la régulation incitative de la qualité de service ;
    - la régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires.

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

**i. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif**

**a) Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles**

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation prises en compte pour le tarif ATRD6, à l'exception des charges relatives aux projets de comptage évolué de l'ELD, des charges relatives aux impayés et des charges relatives aux pertes et différences diverses, et des recettes extratarifaires non incitées.

Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles sont les suivantes :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Caléo	1 482	1 533	1 557	1 619

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2020 et l'année *N* ;

	2021	2022	2023	2024	2025
Inflation prévisionnelle entre l'année 2020 et l'année <i>N</i>	2,00%	3,63%	4,88%	6,24%	7,51%

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2020 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile *N-1*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2020.

**b) Charges de capital normatives non incitées**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital normatives, à l'exception de celles prises en compte dans les charges de capital relatives aux projets de comptage évolué, à savoir les groupes d'actifs G10, G10bis, G11, G12 et G13.

Les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Caléo	1 542	1 720	1 800	1 836

**c) Charges relatives aux pertes et différences diverses**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges effectivement supportées par l'ELD pour compenser les pertes et différences diverses, soit la différence entre les quantités livrées en entrée du réseau sur lequel elle opère et les quantités effectivement facturées aux consommateurs de ce réseau. Ces charges incluent ainsi les achats de gaz sur le marché, les charges et produits liés au compte d'écart distribution (CED) avec les fournisseurs et les charges et produits liés au compte inter-opérateur (CIO) avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT).

Les montants prévisionnels pris en compte dans le tarif ATRD6 de Caléo sont les suivants :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Caléo	0	0	0	0

**d) Charges relatives aux impayés**

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à la charge réellement supportée par l'ELD<sup>31</sup>.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux impayés sont les suivantes :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Caléo	17	17	17	18

**e) Charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique**

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre la somme des contreparties versées aux fournisseurs par l'ELD au titre de la gestion des clients en contrat unique et la somme des recettes perçues par l'ELD au titre du terme Rf.

Pour la contrepartie versée aux fournisseurs par l'ELD au titre d'une année *N*, les montants maximaux pour chaque point de livraison, auxquels s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts, sont les suivants :

<sup>31</sup> A l'exception de charges qui seraient liées à des impayés sur la part acheminement de consommateurs bénéficiant d'un TRV antérieurement au 31 décembre 2015, en lien avec la [décision du Cordis du 19 septembre 2014](#).

Typologie des points de livraison	Période au titre de laquelle la contrepartie est versée au fournisseur	Montant maximal pris en compte pour chaque point de livraison (quelle que soit l'année du versement, hors intérêts éventuels)	
		En offre de marché (€/an)	Au TRV (€/an)
Bénéficiaire des options tarifaires T3, T4, TP	jusqu'au 31/12/2017	9,10	0,00
	à compter du 01/01/2018	91,00	91,00
Bénéficiaire des options tarifaires T1, T2 ou ne disposant pas de compteur individuel	jusqu'au 31/12/2005	3,15	0,00
	du 01/01/2006 au 31/12/2006	3,14	0,00
	du 01/01/2007 au 31/12/2007	3,14	0,00
	du 01/01/2008 au 31/12/2008	3,10	0,00
	du 01/01/2009 au 31/12/2009	2,97	0,00
	du 01/01/2010 au 31/12/2010	2,87	0,00
	du 01/01/2011 au 31/12/2011	2,83	0,00
	du 01/01/2012 au 31/12/2012	2,79	0,00
	du 01/01/2013 au 31/12/2013	2,71	0,00
	du 01/01/2014 au 31/12/2014	2,54	0,00
	du 01/01/2015 au 31/12/2015	2,32	0,00
	du 01/01/2016 au 31/12/2016	2,12	0,00
	du 01/01/2017 au 31/12/2017	1,96	0,00
	du 01/01/2018 au 30/06/2019	8,10	5,50
	du 01/07/2019 au 30/06/2020	8,10	6,15
	du 01/07/2020 au 30/06/2021	8,10*	6,80*
du 01/07/2021 au 30/06/2022	8,10*	7,45*	
	à compter du 01/07/2022	8,10*	8,10*

\* Ces montants seront indexés sur l'inflation effectivement constatée et cumulée depuis 2019.

**f) Charges relatives au terme tarifaire d'injection de biométhane**

Le montant de référence pris en compte au titre des recettes tarifaires associées à l'injection de biométhane, collectées par l'ELD et reversées aux GRT, correspond à la partie du niveau 3 du terme tarifaire d'injection de biométhane correspondant aux charges d'exploitation des rebours. Le montant unitaire pris en compte est de 0,65 €/MWh injectés par les producteurs s'étant vu attribuer le niveau 3.

**g) Charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession**

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.1.2.3.1 de la délibération ATRD6 des ELD, les coûts échoués jugés récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire incluse dans les charges d'exploitation incitées. Les coûts échoués jugés récurrents et prévisibles intégrés aux charges opérationnelles incitées sont les suivants :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Caléo	0	0	0	0

La couverture via le CRCP des coûts échoués, autres que ceux qui seraient jugés récurrents et prévisibles, qui seraient retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable, et des moins-values de cession fait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base de dossiers argumentés présentés par l'ELD.

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond aux charges qui seront effectivement retenues à l'issue de cet examen.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession non récurrents et prévisibles sont nulles.

**h) Charges relatives au projet de comptage évolué**

Pour l'ensemble des ELD, le montant de référence pris en compte dans le revenu autorisé prévisionnel est égal à la somme, pour l'année considérée, des charges nettes d'exploitation et des charges de capital normatives liées au projet de comptage.

Les montants prévisionnels de références des charges nettes d'exploitation incitées pris en compte dans le tarif ATRD6 de Caléo sont les suivants :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Caléo	0	90	109	126

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est nul à ce stade, comme pour l'ensemble des ELD.

En cas d'approbation du déploiement des systèmes de comptage évolué par les ministres chargés de l'énergie et de la consommation, les montants de référence à prendre en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif seront corrigés de l'inflation, comme les charges nettes d'exploitation incitées. La CRE pourra prendre une délibération pour revoir ces montants de référence.

Les montants prévisionnels de référence des charges de capital normatives pris en compte dans le tarif ATRD6 de Caléo sont les suivants ;

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Caléo	0	25	88	142

Les charges de capital normatives associées au projet de comptage de Caléo seront prises en compte à hauteur du réalisé pour le calcul du revenu autorisé définitif.

**i) Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux intelligents**

Chaque ELD peut demander, une fois par an, pour une prise en compte lors de l'évolution annuelle de son tarif ATRD, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet *smart grids*. Cette intégration est possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à 150 k€, sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues lors de l'entrée en vigueur du tarif ATRD6 de l'ELD. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets peuvent être ajoutés.

Les charges ainsi que les montants des incitations associés retenus à ce titre dans le calcul du revenu autorisé définitif sont déterminés par la CRE.

**j) Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel**

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2022-2025 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD6.

L'année *N*, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est le suivant :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Caléo	+230	+154	-37	-364

**k) Apurement du solde du CRCP provisoire du tarif ATRD5**

Le montant de référence pris en compte au titre de l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD5 de Caléo est le suivant :

Apurement du solde du CRCP ATRD5 (k€ courants)	2022	2023	2024	2025
Caléo	-119	-119	-119	-119

**ii. Postes de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif**

**a) Recettes extratarifaires non incitées**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes extratarifaires effectivement perçues par l'ELD pour l'année *N* au titre des participations de tiers et des recettes

générées par les prestations annexes récurrentes facturées aux fournisseurs (par exemple, les locations de compteur).

Les montants prévisionnels pris en compte dans le tarif ATRD6 de Caléo sont les suivants :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Caléo	52	53	54	54

**b) Écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre :

- les recettes effectivement perçues par l'ELD pour l'année *N* pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2022<sup>32</sup>, à l'exception des prestations annexes récurrentes facturées aux fournisseurs ;
- les recettes qu'aurait perçues l'ELD pour l'année *N* pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2022.

**c) Recettes au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux montants associés au terme tarifaire d'injection effectivement collectés par l'ELD auprès des producteurs de biométhane, selon les règles suivantes :

Niveau de terme d'injection	Montant collecté (€/MWh injectés par les producteurs s'étant vu attribuer le niveau de terme d'injection concerné)
Niveau 3	0,70
Niveau 2	0,40
Niveau 1	0,00

**d) Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de cession d'actifs immobiliers ou de terrains**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé.

**e) Recettes au titre des pénalités perçues pour les dépassements de capacités souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T4 et TP**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal au montant des pénalités effectivement perçues par l'ELD pour les dépassements de capacités souscrites pour les consommateurs bénéficiant des options T4 et TP.

**iii. Incitations financières au titre de la régulation incitative**

**a) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué, telles que définies en annexe 3 de la présente délibération.

**b) Régulation incitative de la qualité de service**

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour les ELD sur les domaines clés de l'activité de l'opérateur. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les ELD à la CRE et rendus publics sur leurs sites internet Fournisseurs et Grand Public.

Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché, sont soumis à un système d'incitation financière.

<sup>32</sup> Les formules d'indexation annuelle sont définies par la délibération de la CRE n° 2021-158 du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel.



Les indicateurs de suivi de la qualité de service transmis par les ELD à la CRE doivent être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le mécanisme de suivi de la qualité de service des ELD pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

La liste des indicateurs de qualité de service des ELD définis pour le tarif ATRD6 figure en annexe du présent document. Les valeurs des indicateurs sont calculées et remontées à la CRE avec deux décimales.

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies en annexe.

**c) Régulation incitative associée à la réalisation d’actions prioritaires**

La présente délibération introduit un mécanisme d’incitation financière au respect des délais d’exécution, par les ELD, d’actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l’innovation à l’externe et le développement de la concurrence sur leur territoire (décrit au § 2.6.3. de la délibération ATRD6 des ELD). Aucune action n’est intégrée dès la mise en place de ce mécanisme dans le tarif ATRD6 des ELD, bien que des actions liées au développement de la concurrence soient déjà identifiées dans délibération en question.

Les délais associés à ces actions seront précisés par la CRE à l’issue des travaux de concertation. Par ailleurs la CRE pourra introduire en cours de tarif ATRD6 de nouveaux projets prioritaires qui seront soumis à cette régulation incitative, comme présenté au paragraphe 2.6.3 de la délibération ATRD6 des ELD. Les montants des pénalités calculés à une fréquence annuelle s’appliqueront à compter de l’année 2022.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l’année *N*, au titre de la régulation incitative permettant de soutenir l’innovation à l’externe, est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l’application de ce cette régulation, au titre de l’année *N*.

**3. Valeurs de référence pour les prévisions de recettes tarifaires**

Pour l’ensemble des ELD, les prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés et de souscription annuelle de capacités journalières (en MWh/jour) pour les options T4 et TP, de distance pour le tarif de proximité et de distance pondérées par les coefficients de densité des communes pour le tarif de proximité (en m) sont précisées dans une annexe confidentielle.

Les autres valeurs de référence (prévisions annuelles) sont données ci-après.

**a. Modalités de passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles**

**ELD dont les comptes sont en année calendaire, dont Caléo**

Pour Caléo, dont les comptes sont en année calendaire du 1<sup>er</sup> janvier *N* au 31 décembre *N*, pour le passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles, le 1<sup>er</sup> semestre correspond à la période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin *N* et le 2<sup>nd</sup> semestre correspond à la période du 1<sup>er</sup> juillet au 31 décembre *N*. La ventilation semestrielle est la suivante :

- Pour les quantités de gaz acheminées par option tarifaire l’année *N* :

ELD concernée	Option tarifaire	1 <sup>er</sup> semestre <i>N</i>	2 <sup>nd</sup> semestre <i>N</i>
Caléo	T1	53 % * prévision année <i>N</i>	47 % * prévision année <i>N</i>
	T2	57 % * prévision année <i>N</i>	43 % * prévision année <i>N</i>
	T3	58 % * prévision année <i>N</i>	42 % * prévision année <i>N</i>
	T4	59 % * prévision année <i>N</i>	41 % * prévision année <i>N</i>

- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 1<sup>er</sup> semestre *N* :  
 $25 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N-1} + 75 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N$
- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 2<sup>nd</sup> semestre *N* :  
 $75 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N + 25 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N+1}$

Ces deux formules s’appliquent également et de manière identique pour ventiler semestriellement par option tarifaire les prévisions de souscription annuelle de capacités journalières et de distance.



Les recettes semestrielles pour les abonnements, le terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et le terme proportionnel à la distance sont obtenues en multipliant les prévisions semestrielles<sup>33</sup> par 50 %.

**b. Valeurs de référence de Caléo**

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	11 619	12 909	14 199	15 489	16 779
T2	160 720	152 704	144 944	137 433	130 165
T3	54 400	54 400	54 400	54 400	54 400
T4	73 193	75 389	77 650	79 980	82 379

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	2 702	3 002	3 302	3 602	3 902
T2	8 200	7 950	7 700	7 450	7 200
T3	64	64	64	64	64
T4	Les données sont publiées dans une annexe confidentielle.				
TP	Les données sont publiées dans une annexe confidentielle.				

<sup>33</sup> Les prévisions semestrielles étant calculées comme le produit du nombre de consommateurs moyen raccordés au semestre concernés, et du montant annuel prévu par la grille tarifaire de l'ELD.

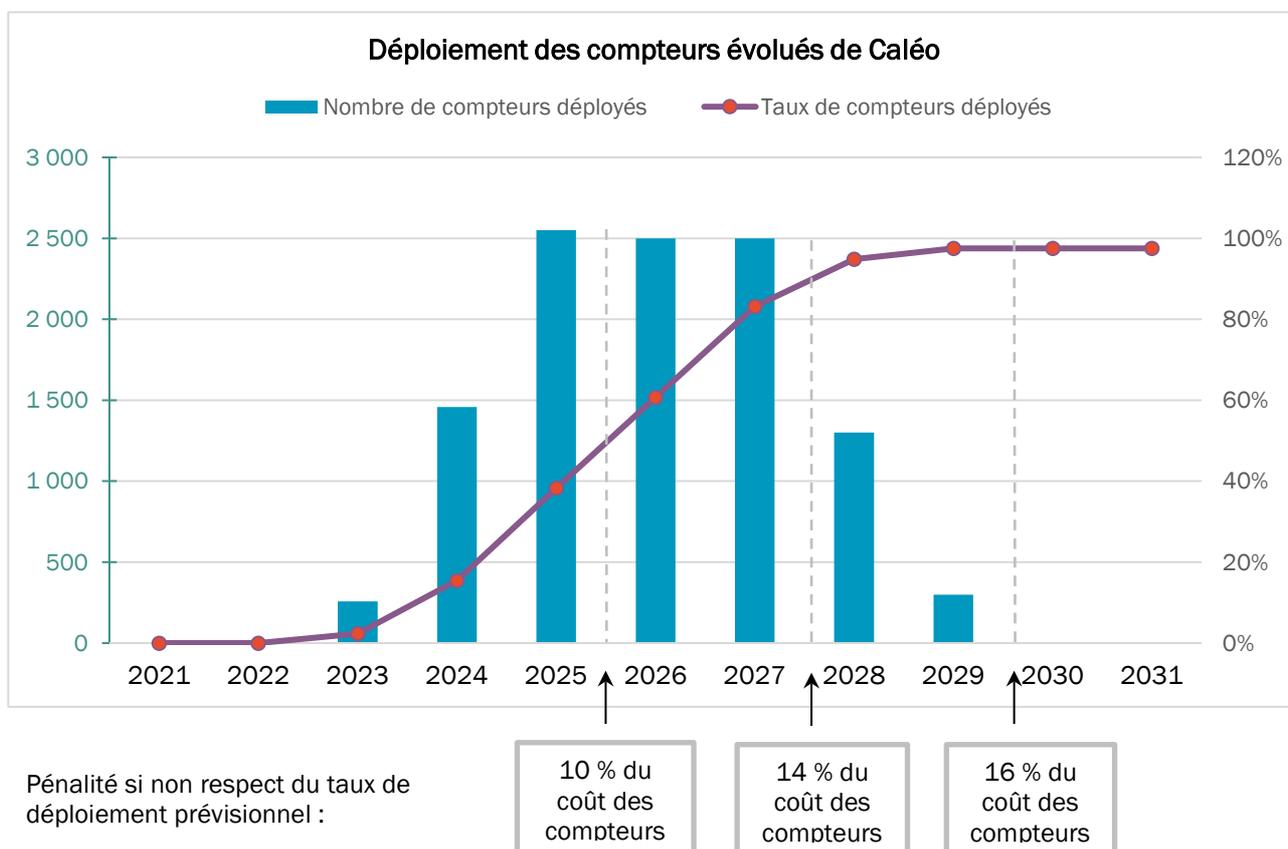
## ANNEXE 3 – CADRE DE REGULATION INCITATIVE ASSOCIE AU PROJET DE COMPTAGE EVOLUE DE CALEO

### 1. REGULATION INCITATIVE DES DELAIS DE DEPLOIEMENT ET DES COÛTS D'INVESTISSEMENTS ASSOCIES AU PROJET DE COMPTAGE EVOLUE DE CALEO

La présente annexe détaille les paramètres spécifiques à Caléo relatifs au cadre de régulation incitative des délais de déploiement et des coûts d'investissement de comptage retenus par la CRE pour son projet de comptage évolué. Ces paramètres s'inscrivent dans le cadre présenté par la CRE dans la délibération n° 2021-103 portant orientation sur le cadre de régulation des systèmes de comptage évolué de gaz naturel des ELD disposant d'un tarif spécifique.

ELD	Période de déploiement industriel	Nombre de compteurs à déployer
Caléo	2025 - 2028	11 500

#### 1.1 Régulation incitative des délais de déploiement



#### 1.2 Régulation incitative des coûts d'investissement de comptage

S'agissant du cadre de régulation incitative des coûts d'investissement présenté dans la délibération n° 2021-103, les comparaisons entre les investissements en actif de comptage mis en service de Caléo et le coût de référence seront effectuées aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative pour les délais de déploiement. Soit, pour Caléo : au 31 décembre 2025 (sur les années 2023 à 2025), au 31 décembre 2027 (sur les années 2026 et 2027) et, en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible à cette date, au 31 décembre 2029 (sur les années 2028 et 2029).

Les dates des jalons pourront évoluer en fonction de la date effective de la décision des ministres.

## 2. INDICATEURS DE SUIVI DE LA PERFORMANCE DU SYSTEME DE COMPTAGE EVOLUE DE CALEO

Cette partie détaille les indicateurs de suivi de la performance du système de comptage évolué de Caléo retenus par la CRE, ainsi que les incitations financières correspondantes. Cette régulation incitative de la performance dédiée aux compteurs évolués complètera le mécanisme de suivi de la qualité de service des opérateurs défini dans la délibération ATRD6 des ELD.

### 3.1. 2.1. « Taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs évolués »

Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><i>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé<sup>34</sup> dont la relève a été publiée par le portail fournisseur durant le mois M) / (Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont la relève a été reçue durant le mois M)</i></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous relevés cycliques et de mise hors service (MHS) (relevés de souscription non prises en compte)</li> <li>- tous index mesurés (y compris autorelevés) et calculés</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- calcul en J + 2</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>• pour 2024 : 91,0 %</li> <li>• pour 2025 : 93,0 %</li> <li>• pour 2026 : 98,5 %</li> <li>• pour 2027 : 99,0 %</li> </ul> </li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : (4,5 € x 1 % x V) par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- bonus : (4,5 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 4 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 5 000 €</li> <li>o pour 2027 : - 7 000 €</li> </ul> </li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi et mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> janvier 2024</li> </ul>

### 2.2. « Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs évolués »

Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><i>(Nombre d'index cycliques mesurés sur les PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus durant le mois M) / (Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un Contrat d'Acheminement Distribution (CAD), durant le mois M)</i></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous relevés cycliques</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>

<sup>34</sup> Les compteurs au « statut télérelevé » sont des compteurs équipés (compteurs intégrés ou compteurs classiques équipés d'un module) et communicants.

Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• pour 2024 : 94,0 %</li> <li>• pour 2025 : 95,5 %</li> <li>• pour 2026 : 96,0 %</li> <li>• pour 2027 : 97,0 %</li> </ul> </li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- bonus : <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2024 : - 2 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 4 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 5 000 €</li> <li>o pour 2027 : - 7 000 €</li> </ul> </li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi et mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> janvier 2024</li> </ul>

**2.3. « Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs évolués »**

Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u><i>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont un index cyclique calculé pour la 3<sup>ème</sup> fois consécutive ou plus a été reçu durant le mois M) / (Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un CAD, durant le mois M)</i></u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous relevés cycliques</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• pour 2024 : 4,0 %</li> <li>• pour 2025 : 3,0 %</li> <li>• pour 2026 : 2,0 %</li> <li>• pour 2027 : 1,5 %</li> </ul> </li> </ul>

Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- bonus : <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2024 : - 1 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 3 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 4 000 €</li> <li>o pour 2027 : - 5 000 €</li> </ul> </li> </ul>
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> janvier 2024

**2.4. « Taux d'index rectifiés sur le périmètre des compteurs évolués »**

Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u><i>(Nombre d'index de PCE T1/T2 au statut télérelevé typés corrigés reçus et publiés par le portail fournisseur durant le mois M) / (Nombre d'index de PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus et publiés par le portail fournisseur durant le mois M)</i></u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants</li> <li>- tous index publiés (y compris les index calculés)</li> <li>- toutes corrections d'index issues de contestations, réclamations ou détections d'incidents à l'initiative du GRD</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>o l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle</li> <li>o objectif de référence :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2024 : 1,9 %</li> <li>o pour 2025 : 1,2 %</li> <li>o pour 2026 : 0,8 %</li> <li>o pour 2027 : 0,5 %</li> </ul> </li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- bonus : <math>(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)</math> par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- valeur plancher des incitations :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour 2024 : - 1 000 €</li> <li>o pour 2025 : - 3 000 €</li> <li>o pour 2026 : - 4 000 €</li> <li>o pour 2027 : - 5 000 €</li> </ul> </li> </ul>
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> janvier 2024

**ANNEXE 4 – VALEURS DE REFERENCE POUR LES OPTIONS T4 ET LE TARIF DE PROXIMITE (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

**ANNEXE 5 – TRAJECTOIRE PREVISIONNELLE DE REFERENCE DES COUTS UNITAIRES DES ACTIFS DE COMPTAGE DU PROJET DE COMPTAGE EVOLUE DE CALEO (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**