

Feuille de route pour l'implémentation de la tarification évoluée

OCTOBRE 2025



Table des matières

1	Introduction	4
2	Cadre réglementaire	5
3	Proposition envisagée et hypothèses ouvertes	6
3.1	Principes directeurs	6
3.2	Structure tarifaire pour les URD BT ≤ 56 kVA	6
3.3	Hypothèses de départ	7
4	Concertation du marché	9
4.1	Benchmark interrégional	9
4.1.1	ORES	9
4.1.2	Fluvius	10
4.2	Concertation avec les acteurs de marché	11
4.2.1	Commentaire général	11
4.2.2	Réponses aux questions spécifiques de la consultation	11
4.3	Positionnement de Sibelga et adaptations apportées	13
4.4	Hypothèses restant ouvertes suite à la concertation avec les acteurs de marché	15
5	Accompagnement des clients	17
5.1	Axe « outils »	17
5.1.1	Simulateur des tarifs périodiques	17
5.1.2	Simulateur des tarifs non périodiques	18
5.1.3	Portail clients/App MySibelga	19
5.2	Axe « Communication »	19
6	Analyse d'impact et implémentation	21
6.1	Périmètre de l'analyse	21
6.2	Impacts sur les outils	21
6.2.1	Impacts sur la CMS	21
6.2.2	Impacts sur les outils Sibelga	23
6.3	Planning d'implémentation	24
7	Simulations	27
7.1	Objectif et rôle du modèle	27
7.2	Principes méthodologiques	27
7.3	Indicateurs de performance et logique d'analyse	28
7.4	Portée et usage du modèle	29
7.5	Structures capacitaires à étudier	29
8	Conclusion	31
9	Annexes	32
9.1	Note informative à destination des acteurs de marché	32
9.2	Réponses des acteurs de marché à la concertation de marché	42
9.2.1	FEBEG	42

9.2.2	European Commodities	44
9.2.3	VEB.....	45
9.2.4	Acteur confidentiel	46

1 INTRODUCTION

Compte tenu de l'électrification des usages, de l'augmentation des unités de production décentralisées et de l'influence des nouveaux services et contrats offerts par les acteurs de marché, les comportements des utilisateurs du réseau de distribution (URD) évoluent.

Dans ce contexte, la partie 2 de la méthodologie tarifaire applicable au Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) actif en Région de Bruxelles Capitale (RBC) pour la période 2025-2029 prévoit la mise en œuvre d'une structure tarifaire comprenant deux tarifications différentes pour l'utilisation et la gestion du réseau des URD Basse Tension (BT) dont la puissance tenue à disposition¹ est inférieure ou égale à 56 kVA:

- Une tarification classique monohoraire ou bihoraire appliqué aux URD ne disposant pas d'un compteur intelligent télé-relevé ;
- Une tarification évoluée pour l'ensemble des URD disposant d'un compteur intelligent télé-relevé.

Cette tarification évoluée adaptée aux nouveaux enjeux, va permettre à Sibelga d'optimiser la capacité disponible sur son réseau basse tension. Son objectif sera d'inciter les URD à déplacer leur consommation flexible de manière à lisser leur courbe de charge et ainsi limiter l'augmentation de la pointe synchrone en soirée, contraignante pour le dimensionnement du réseau.

A la date de la publication de cette feuille de route, seuls les compteurs des URD ayant donné leur consentement - explicitement ou conformément aux dispositions de l'Ordonnance - pour la collecte de leurs données à caractère personnel, sont télé-relevés.

Dès lors, l'ampleur de l'impact de cette tarification évoluée sur le réseau de distribution est étroitement liée au déploiement de compteurs intelligents. A l'horizon 2030, Sibelga s'est fixé comme objectif d'équiper 80% des Bruxellois avec un compteur intelligent soit environ 540.000 points de mesure.

Le présent document constitue la feuille de route relative à l'introduction de la tarification évoluée en RBC. Il présente les principaux impacts pour Sibelga, les acteurs de marché et les URD, et s'articule autour de quatre volets complémentaires.

Le **premier volet** définit la tarification évoluée et expose les principes directeurs ainsi que les hypothèses structurantes retenues. Soucieuse d'élargir l'étude au-delà de sa propre perspective de GRD, Sibelga a organisé un webinaire, suivi d'une concertation du 9 au 29 septembre 2025, afin de recueillir les contributions des fournisseurs d'électricité et des responsables d'équilibre.

Le **deuxième volet** analyse les impacts de la tarification évoluée sur les clients et identifie les mesures à mettre en œuvre pour les accompagner dans cette transition.

Le **troisième volet** examine les implications sur les outils informatiques tant pour la CMS que pour les systèmes de Sibelga. Pour chacun de ces domaines, les actions à entreprendre sont listées, précisant une estimation du calendrier associé ainsi que les interdépendances.

Le **quatrième volet** décrit les analyses et simulations que Sibelga compte réaliser afin de dimensionner au mieux les tarifs de cette nouvelle tarification en vérifiant que les principes directeurs soient respectés. Sibelga s'appuiera sur un outil de simulation et détaille la méthodologie retenue, les données exploitées et les principes directeurs servant de base pour le calibrage des paramètres de la formule tarifaire. Elle sera affinée progressivement, à mesure que la base de données sera enrichie grâce à l'intégration d'un nombre croissant de compteurs intelligents télé-relevés.

Enfin, l'élaboration de cette feuille de route a fait l'objet d'une concertation régulière avec Brugel, au travers de réunions mensuelles de suivi.

¹ Puissance maximale que l'utilisateur du réseau de distribution raccordé à la BT peut physiquement prélever ou injecter par point d'accès sur le réseau. La puissance tenue à disposition est exprimée en voltampères (VA) ou en ses multiples.

2 CADRE RÉGLEMENTAIRE

Conformément à l'article 9quater de l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale (ci-après « ordonnance électricité »), *le raccordement et l'accès au réseau de distribution pour le prélèvement et l'injection d'énergie, en ce compris les services de comptage et le cas échéant, les services auxiliaires, font l'objet de tarifs régulés. Après concertation structurée, documentée et transparente avec le gestionnaire du réseau de distribution, Brugel établit la méthodologie tarifaire que doit utiliser ce gestionnaire pour l'établissement de sa proposition tarifaire.*

La décision 264 de BRUGEL du 19 mars 2024 définit la méthodologie tarifaire applicable au GRD actif en RBC pour la période 2025-2029. Celle-ci prévoit la mise en œuvre d'une tarification évoluée pour la partie « utilisation et gestion du réseau » du tarif de distribution.

Conformément à cette décision, Sibelga est tenue d'établir, au plus tard pour le 30 septembre 2025 – où à toute autre date fixée de commun accord entre Brugel et Sibelga – une feuille de route d'implémentation de la tarification évoluée.

Dans un courrier daté 21 août 2025, Brugel a estimé qu'il serait opportun de reporter la date initiale de la remise de la feuille de route du 30 septembre 2025 au 27 octobre 2025 au plus tard.

Le 25 août 2025, Sibelga a marqué son accord sur cette proposition de nouvelle date.

La feuille de route sera approuvée par BRUGEL au plus tard pour le 31 décembre 2025 ou toute autre date convenue d'un commun accord entre Sibelga et BRUGEL.

Elle devra fait l'objet d'une concertation préalable avec BRUGEL et les acteurs du marché, et intégrer, à minima, les éléments suivants :

- Les développements informatiques nécessaires (CMS, systèmes de Sibelga, ...) à la mise en œuvre de la tarification évoluée ;
- Le détail des impacts au niveau du Message Implementation Guide ;
- La possibilité de disposer de la répartition des consommations entre les différentes tranches horaires sur les factures de régularisation ;
- Le coût pour SIBELGA des adaptations nécessaires à cette tarification évoluée ;
- Le cas échéant, le développement d'un portail permettant la gestion de la puissance tenue à disposition ;
- La communication et la sensibilisation spécifique (certains types de ménages, URD disposant d'un véhicule électrique, etc.) ;
- Le développement d'un simulateur permettant aux URD de simuler leurs factures et les impacts en fonction de la tarification évoluée mise en place ;
- Les modalités opérationnelles de mise en œuvre de fixation et de modification de la puissance tenue à disposition entre le GRD et l'URD ;
- L'opportunité de pratiquer des plages horaires différentes en fonction des saisons (en particulier, limiter la durée de la plage de pointe de soirée en été) ;
- Une première analyse d'impact relative à la tarification évoluée, ayant pour objectif de soumettre à Brugel, pour validation, les hypothèses structurantes ainsi que les principaux paramètres de la formule (notamment le traitement des weekends, une éventuelle saisonnalité, la pondération des différents termes tarifaires, la structure de la tarification de la puissance tenue à disposition, etc.).

De plus, cette feuille de route doit s'inscrire en cohérence avec les autres obligations réglementaires applicables à Sibelga, notamment la feuille de route Smart Grid approuvée par BRUGEL dans sa décision 297 de novembre 2024.

3 PROPOSITION ENVISAGÉE ET HYPOTHÈSES OUVERTES

3.1 Principes directeurs

La nouvelle tarification pour les clients BT ≤ 56 kVA est établie compte tenu de principes directeurs :

- **Neutralité budgétaire** : les recettes générées par la nouvelle tarification doivent générer pour le GRD une recette égale à ce qu'elle aurait été dans une tarification inchangée ;
- **Équité entre tous les clients**: la tarification évoluée des frais de réseau s'appliquera uniformément à l'ensemble des clients équipés d'un compteur intelligent télé-relevé². A l'inverse, les clients ne disposant pas d'un tel compteur seront soumis à la tarification classique de type TH ou HI/LO. Les clients ne pourront pas choisir le modèle tarifaire qui leur paraît le plus avantageux : c'est le mode de relève du compteur qui détermine le modèle tarifaire applicable ;
- **Neutralité vis-à-vis des usages**: la tarification ne différencie pas les tarifs en fonction des usages raccordés en aval de son compteur. La tarification évoluée n'a pas pour objectif de privilégier un usage particulier par rapport à un autre ;
- **Incitation à la flexibilité** : encourager les clients à adapter leur comportement en déplaçant leurs charges flexibles, afin de ne pas augmenter la pointe synchrone de prélèvement sur le réseau qui apparaît en soirée ;
- **Inclusivité pour les clients non flexibles** : veiller à ce que la tarification évoluée soit neutre pour les clients qui ont peu de marge pour adapter leur consommation afin de ne pas représenter un frein à l'adoption des compteurs intelligents télé-relevés ;
- **Limitation de l'impact sur les clients n'ayant pas de compteur intelligent télé-relevé** : dans un contexte où le déploiement des compteurs intelligents n'est pas encore achevé, il convient d'avoir un impact neutre pour les clients qui n'en disposent pas encore. Les clients soumis à la tarification classique ne doivent pas être amenés à compenser un éventuel manque à gagner généré par les clients en tarification évoluée.
- **Levier pour les clients au travers des acteurs de marché** : la tarification plus intelligente permettra, notamment grâce aux nouvelles tranches horaires rendues possibles par le compteur intelligent, aux acteurs de marché de développer de nouvelles offres visant à influencer positivement le comportement des clients dans le but de viser un système électrique plus équilibré et donc moins coûteux.

3.2 Structure tarifaire pour les URD BT ≤ 56 kVA

La tarification actuellement applicable pour l'utilisation et la gestion du réseau de distribution se compose de deux termes :

- **Terme capacitaire** : basé sur la puissance tenue à disposition, aujourd'hui équivalente à la puissance réglée au niveau de l'organe de protection externe, ce terme est exprimé en €/an et différencié selon 2 tranches : ≤ 13 kVA et > 13 kVA. Il s'applique à tous les clients, quel que soit le type de compteur et que la relève soit effectuée localement ou à distance ;
- **Terme proportionnel** : basé sur la quantité d'électricité prélevée, ce terme est exprimé en €/kWh. Pour les URD ayant choisi un tarif bihoraire, ce terme est différencié temporellement entre « Heures pleines » (heures de semaine entre 7h et 22h) et « Heures creuses » (heures de semaine de 22h à 7h, ainsi qu'aux weekends et jours fériés). Pour les URD ayant choisi un tarif monohoraire, le terme proportionnel ne comporte pas de différenciation temporelle et le tarif correspond à celui des « Heures pleines » du tarif bihoraire.

² Les clients qui ont donné leur consentement mais venaient à le retirer seront donc de facto soumis à la tarification classique.

Le poids de la composante capacitaire dans le tarif d'utilisation et gestion du réseau pour le client BT bruxellois moyen est de 25% en 2025 et en progression de 2% par an jusque 2027.

En plus d'introduire une tarification évoluée pour les URD bénéficiant d'un compteur intelligent télé-relevé, la tarification classique va également être adaptée. Dans la nouvelle tarification classique :

- **Le terme capacitaire** restera basé sur la puissance tenue à disposition, mais comportera davantage de paliers. Pour les URD bénéficiant d'un compteur intelligent, la puissance tenue à disposition sera équivalente à la valeur de l'organe de coupure interne du compteur afin de permettre une modification plus aisée. Cette mesure poursuit deux objectifs : encourager les clients à souscrire une puissance adaptée à leurs besoins et limiter les augmentations de puissance ;
- **Le terme proportionnel** conservera sa forme actuelle. Le client continuera à pouvoir choisir entre une tarification bihoraire ou monohoraire pour les frais associés à l'utilisation et la gestion du réseau.

Dans le cadre de la **tarification évoluée** :

- **Le terme capacitaire** va évoluer de manière similaire au terme capacitaire de la nouvelle tarification classique ;
- **Le terme proportionnel** va évoluer afin d'introduire une nouvelle plage horaire tarifaire en soirée visant à inciter les URD à déplacer leur consommation flexible vers des périodes pendant lesquelles le réseau est moins sollicité. La quantité d'électricité prélevée sera facturée selon 3 plages horaires : jour, soirée et nuit.

Par ailleurs, le poids de la composante capacitaire dans le tarif d'utilisation et gestion du réseau va augmenter. Il sera compris entre 30 et 40% pour un client bruxellois moyen tant en tarification classique qu'en tarification évoluée.

3.3 Hypothèses de départ

Le tableau ci-dessous présente les hypothèses retenues au lancement de l'étude, sur la base desquelles les analyses d'impact ont été réalisées.

Thème	Hypothèse
Eligibilité à la tarification évoluée	La tarification évoluée s'applique à tous les points d'accès électricité basse tension ≤ 56 kVA équipés d'un compteur intelligent télé-relevé. Les URD ayant un compteur classique ou un compteur intelligent non télé-relevé ne peuvent pas y accéder.
	Les quelques compteurs AMR des URD BT ≤ 56 kVA ne font pas partie du scope de cette feuille de route. Les clients bénéficiant du tarif social continuent à être facturés par les fournisseurs sur cette base. Sibelga facturera le gridfee au fournisseur suivant la tarification applicable au régime de comptage. ³
Collecte à distance des données de comptage	Pas de changement dans la réglementation relative au consentement à la lecture des données de comptage. ⁴
	Lecture par le GRD des données quart-horaires des compteurs intelligents télé-relevés, que le client soit en régime de comptage R1 ou R3. Seules les données quart-horaires de clients en R3 seront transmises vers leur fournisseur.
Terme capacitaire	Identique pour les tarifications classique et évoluée.

³ Etant donné que la tarification évoluée est destinée à devenir, à terme, la norme, une analyse détaillée de son impact sur le tarif social devra être réalisée.

⁴ Sibelga souhaiterait pouvoir lire à distance les données du compteur intelligent sans nécessiter le consentement du client. Toutefois, en l'absence de toute évolution du cadre légal actuel, Sibelga est tenue de s'y conformer.

	<p>Basé sur la puissance tenue à disposition.</p> <hr/> <p>La modulation de puissance à distance ne nécessitera pas le consentement du client. Les URD disposant d'un compteur intelligent pourront demander un déforçement ou un renforcement de puissance à distance dans les limites techniques de leur installation.</p> <hr/> <p>Pas de différenciation suivant les usages derrière le compteur.</p> <hr/> <p>En cas de changement de client ou de move in, la puissance précédemment tenue à disposition est conservée.</p>
Terme proportionnel	<p>Trois plages horaires : jour, soir et nuit. L'introduction d'une plage solaire ne se justifie pas à l'heure actuelle à Bruxelles du point de vue du réseau de distribution.</p> <hr/> <p>Pas de tarif pour l'injection</p> <hr/> <p>Les weekends et jours fériés continuent d'être facturés en LO pour la tarification classique.</p> <hr/> <p>Les ToU de la tarification évoluée ne sont pas affichés par registre sur le compteur. Le client pourra visualiser les volumes par ToU sur son portail client ou l'application MySibelga.</p>

Certains éléments de design impactent directement les acteurs de marché et doivent être clarifiés. Pour analyser ces éléments, Sibelga a consulté différents acteurs du secteur.

4 CONCERTATION DU MARCHÉ

4.1 Benchmark interrégional

Sibelga s'est entretenu avec ORES et Fluvius afin de mieux comprendre les évolutions tarifaires envisagées, et d'en tenir compte dans sa propre proposition lorsque cela s'avère pertinent, techniquement faisable et conforme aux contraintes réglementaires.

4.1.1 ORES

Les GRD wallons ont entamé un trajet de refonte de la tarification des frais de réseau en vue d'introduire une tarification plus incitative afin d'implémenter la méthodologie tarifaire 2025 – 2029 publiée par la CWaPE⁵. Cette méthodologie tarifaire est complétée par des lignes directrices⁶. Cette refonte devrait entrer en vigueur au 1^{er} janvier 2026.

La nouvelle tarification appliquée reprend deux types de tarifs:

- Une tarification classique, appliquée par défaut à tous leurs clients, y compris les clients bénéficiant d'un compteur intelligent. Le tarif classique peut être appliqué dans sa version monohoraire ou bihoraire.
- Une tarification « impact », optionnelle qui demande au client d'avoir un compteur intelligent et de passer dans un régime de comptage SMR3. A partir de 2027, ce tarif devrait également être proposé aux clients avec un compteur intelligent et un régime de comptage SMR1.

La **version bihoraire de la tarification classique** comporte des modifications d'horaire par rapport à ce qui est appliqué en 2025 :

- Une période heures creuses est intégrée au milieu de la journée entre 11h et 17h. Les périodes d'heures pleines s'étendent donc de 07h à 11h ainsi que de 17h à 22h plutôt que de 07h à 22h. La période 22h-07h reste en heures creuses.
- La distinction heures pleines/heures creuses sera également d'application les weekends et jours fériés.

Le **tarif impact** comporte des modifications plus significatives :

- Une découpe de la journée en 5 ToU⁷ et 3 Distribution Grid Operator (DGO) TF⁸ :
 - Un DGO TF « Eco » de 01h à 07h ainsi que de 11h à 17h
 - Un DGO TF « Medium » de 07h à 11h ainsi que de 22h à 01h
 - Un DGO TF « Pic » de 17h à 22h
- Des tensions tarifaires plus importantes entre les timeframes.
- L'introduction d'un terme capacitaire composé d'un tarif de base applicable aux 12,7 premiers kW et d'un tarif de puissance supplémentaire applicable à la puissance quart-horaire appelée au-delà des 12,7 premiers kW. Ces deux tarifs sont cependant fixés à 0 €/kW pour les années 2026-2029 par la méthodologie tarifaire wallonne. Un dépassement de la valeur de 12,7 kW n'aura donc pas d'impact sur la facture du client.
- Une suppression du terme fixe lié aux frais de mesure et comptage.

4.1.1.1 Processus de collecte et d'envoi des volumes

Le processus décrit ci-dessous est celui qui sera d'application au 1^{er} janvier 2026. Il pourrait être amené à évoluer afin de permettre aux clients avec un compteur intelligent en SMR1 d'opter pour le tarif impact.

Collecte et agrégation des données

⁵ <https://www.cwape.be/node/197#methode-tarifaire>

⁶ https://www.cwape.be/sites/default/files/2024-07/Lignes%20directrices%20CD-24f27-CWaPE-0055_0.pdf

⁷ ToU (Time-of-Use) : Intervalle de temps durant lequel les données de comptage sont cumulées

⁸ TF (Timeframe) : Manière dont les ToU sont valorisés pour la facturation

Dans un premier temps, afin de déterminer les volumes associés à chacune des plages, ORES compte remonter les courbes d'index des clients avec le tarif impact et qui disposent donc d'un compteur intelligent en SMR3.

Une fois les données quart-horaires collectées et afin d'appliquer le tarif impact, ORES agrège donc les volumes quart horaires pour déterminer les volumes par plages.

Pour les compteurs classiques, ORES continue à relever les index du compteur.

Envoi des données vers le marché

Dans le cadre du tarif classique, ORES envoie les volumes correspondants vers la CMS qui traite ensuite les volumes de la même manière qu'en 2025.

Dans le cadre du tarif impact, les volumes seront transmis par DGO TF en plus de la courbe de charge quart horaire. Les volumes par ToU des DGO TF correspondants sont donc agrégés par ORES avant d'être transmis vers les fournisseurs via la CMS. Les index HI/LO continueront à être transmis via la CMS.

4.1.1.2 Changement du traitement des WE

Afin de modifier le traitement des weekends sur les compteurs classiques, ORES va adapter les moments auxquels le changement d'horaire se réalise en envoyant une nouvelle consigne aux compteurs via la télécommande centralisée (TCC).

Pour les compteurs intelligents, une mise-à-jour du firmware des compteurs sera réalisée afin de mettre à jour le calendrier pour tenir compte des nouveaux horaires.

4.1.2 Fluvius

En Flandre, Fluvius a introduit en 2023 un tarif de pointe applicable au réseau basse tension. Ce tarif distingue les utilisateurs du réseau de distribution (URD) selon le type de compteur dont ils disposent :

- les compteurs intelligents, capables d'enregistrer la pointe de puissance;
- les compteurs analogiques classiques, qui ne permettent pas cette mesure.

Le régime tarifaire applicable dépend donc exclusivement du type de compteur installé : il n'est pas laissé au choix du client.

Pour les compteurs intelligents avec mesure de pointe, une part importante du coût d'utilisation du réseau (~80%) est facturée en fonction de la puissance de pointe mensuelle enregistrée (un terme volumétrique est également facturé en TH). Le tarif de capacité, applicable aux compteurs intelligents, est un tarif unique (non différencié selon les périodes de la journée) et comprend un seuil minimum de 2,5 kW par mois afin d'assurer une contribution minimale de chaque utilisateur. La facturation de ce tarif est lissée sur douze mois roulants.

Pour les compteurs classiques, un forfait annuel fixe est appliqué, correspondant à une puissance minimale de 2,5 kW. Ce forfait s'accompagne d'un terme volumétrique (€/kWh) plus élevé que celui appliqué aux utilisateurs équipés de compteurs intelligents.

Le terme capacitaire flamand diffère donc du terme capacitaire du tarif impact wallon. En effet, à terme, le terme capacitaire wallon s'appliquera à chaque dépassement de seuil au cours de la période de facturation.

Le 1^{er} août 2025, Fluvius a publié une étude d'évolution des tarifs réseaux⁹, visant à introduire une structure combinant :

- Une composante énergie, différenciée selon les plages horaires ;
- Une composante de réduction de pointe, permettant par exemple de diminuer le tarif de capacité durant les heures de midi en été.

⁹ <https://over.fluvius.be/sites/fluvius/files/2025-10/verslag-vervolgonderzoek-naar-tijdsafhankelijke-tarieven-en-injectie.pdf>

Cependant, le Vlaamse Nutsregulator (VNR) a estimé que les bénéfices attendus de ces évolutions n'étaient pas clairement démontrés au regard de l'effort budgétaire nécessaire à sa mise en œuvre. Le VNR souligne également le risque de « rush-in », c'est-à-dire des réactions simultanées d'un grand nombre de consommateurs à un même basculement de plage, susceptibles de créer de nouvelles pointes de consommation.

En raison de ces incertitudes, le VNR recommande, dans sa réaction à l'étude de Fluvius¹⁰, de maintenir la structure tarifaire actuelle pour la période 2029-2032, sauf si de nouvelles études venaient démontrer que les bénéfices des changements envisagés menaient à une réduction des investissements sur le réseau.

4.2 Concertation avec les acteurs de marché

Afin de maximiser les chances d'alignement, Sibelga a consulté les acteurs du marché pour mieux comprendre leurs contraintes. Cette concertation portait sur les impacts de la nouvelle tarification sur le modèle de marché et les échanges de données entre le GRD et les fournisseurs.

Les échanges avec les acteurs de marché se sont articulés chronologiquement suivant les étapes suivantes :

- Rencontres bilatérales avec certains fournisseurs permettant de cerner leurs attentes ;
- Organisation d'un webinaire (plénier) le 8 septembre 2025 ;
- Diffusion d'une note informative présentant les changements envisagés et les points de design encore ouverts. Cette note est reprise en annexe 9.1;
- Ouverture d'une période de trois semaines durant laquelle les participants ont pu formuler formellement leurs réactions écrites à la proposition présentée.

Au terme de ces 3 semaines, Sibelga a reçu une réponse de quatre acteurs :

- La FEBEG
- European Commodities (réponse partielle au vu de leur rôle de BRP)
- VEB
- Un quatrième acteur ayant préféré garder ses réponses confidentielles.

Les réponses des acteurs de marché ayant accepté de les publier sont reprises en annexe 9.2.

4.2.1 Commentaire général

La concertation organisée a été accueillie favorablement, soulignant l'importance d'une démarche collaborative et d'un dialogue ouvert entre les parties prenantes. Cette concertation apparaît comme un atout majeur pour anticiper efficacement les défis liés à l'évolution de la tarification du système énergétique à Bruxelles et pour assurer une préparation optimale de sa mise en œuvre.

Par ailleurs, dans un contexte où différentes régions s'engagent simultanément dans la mise en place de structures tarifaires de type « Time of Use », les acteurs de marché souhaitent privilégier une harmonisation des modalités d'application entre régions. Ils appellent à une coordination renforcée entre les gestionnaires de réseau et les autorités régionales permettant d'éviter des développements spécifiques coûteux, d'assurer la cohérence du système et de faciliter la compréhension pour l'ensemble des clients.

4.2.2 Réponses aux questions spécifiques de la consultation

Nombre de Time of Use (ToU)

Deux des trois réponses reçues indiquent une **préférence pour l'option à 5 ToU** comme indiqué ci-dessous. Seule la VEB indique préférer l'option à 4 ToU qui regroupe les ToU 1 et ToU 2 du schéma ci-dessous dans un ToU de nuit unique.

¹⁰ [2025_10_13_rapport - reactie op vervolgstudie tou en injectie.pdf](#)

La FEBEG insiste sur l'importance d'une harmonisation et souhaite donc, dans un idéal, que le fonctionnement bruxellois soit complètement aligné sur le modèle wallon. Elle complète sa réponse en indiquant que l'option à 5 ToU présente les avantages suivants :

- Limite les développements dans les systèmes des fournisseurs d'un modèle spécifique pour Bruxelles, ce qui serait coûteux et complexe à implémenter et à gérer.
- Assure une cohérence des TF entre les régions.
- Renforce les leviers d'optimisation en sourcing.
- Permet la création d'un delta prix suffisant pour inciter les clients à adapter leur comportement de consommation.

Option 3	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
ToU	ToU 1		ToU 2				ToU 3				ToU 4				ToU 5									
DGO TF	NIGHT (22:00-07:00)						DAY (07:00-17:00)						PEAK (17:00-22:00)											

European Commodities n'a pas répondu à cette question.

Suppression des Supplieur TF dans la CMS

La VEB et la FEBEG sont **favorables à la suppression de la communication des Supplieur TF¹¹**. La FEBEG et un second acteur insistent sur l'harmonisation avec les autres régions. La FEBEG préconise un maintien temporaire des Supplieur TF dans l'attente d'une **harmonisation avec les autres régions**.

European Commodities n'a pas répondu à cette question.

Granularité des données gridfee

La FEBEG et VEB privilégient une communication avec la granularité la plus fine possible, c'est-à-dire un **"Billing based on ToU"**. Cette approche permet d'éviter les divergences entre les signaux tarifaires liés à la commodité et ceux liés aux tarifs, et facilite la lisibilité et la compréhension pour le client final.

Le quatrième acteur n'a pas de préférence mais insiste sur l'harmonisation entre régions.

Dans sa réponse, la FEBEG considère pertinent que les volumes standardisés par ToU soient également transmis pour les compteurs AMR afin de favoriser des produits cohérents et des offres commerciales plus comparables entre fournisseurs¹².

European Commodities n'a pas répondu à cette question.

Traitement des weekends et jours fériés

Les acteurs du marché souhaitent que les weekends et les jours fériés soient traités de la même manière que les jours ouvrables, afin de faciliter le transfert des signaux de prix du marché vers le client final et d'assurer une harmonisation entre les régions.

La FEBEG demande que cette approche soit étendue à tous les compteurs bruxellois, y compris les compteurs non télé-relevés, afin d'assurer une cohérence régionale et d'éviter des exceptions complexes à gérer.

European Commodities n'a pas répondu à cette question.

¹¹ Supplieur TF : Timeframes souhaitées par le fournisseur en charge du point d'accès

¹² La tarification évoluée porte sur les URD connectés au réseau BT avec une puissance inférieure ou égale à 56 kVA. Ces URD bénéficient de compteurs intelligents ou de compteurs YMR. Les AMR ne sont donc pas concernés par la nouvelle tarification discutée dans cette feuille de route.

Introduction d'une saisonnalité

La FEBEG estime, toujours dans un souci d'harmonisation et compte tenu des discussions en cours en Flandre au moment de la concertation, qu'une adaptation des tarifs sur base saisonnière doit rester une option pour l'avenir. Elle souligne toutefois les difficultés que cela peut poser en termes de lisibilité pour le client.

La VEB rejoint la FEBEG sur la complexité additionnelle pour le client liée à l'introduction d'une saisonnalité. Elle préfère donc ne pas inclure de saisonnalité. Le dernier acteur est également d'avis qu'une saisonnalité ne devrait pas être introduite.

European Commodities n'a pas répondu à cette question.

Informations ExV et acomptes de référence

Tous les acteurs insistent sur l'importance de disposer d'**EMV¹³ et d'EAV¹⁴ par ToU** pour permettre des prévisions fiables et une facturation correcte. L'envoi direct de ces informations vers le BRP est jugé comme une amélioration pertinente, indépendamment de l'introduction de la nouvelle tarification.

La FEBEG demande aussi à ce que l'EAV par DGO TF soit également transmis. La VEB considère également que l'EMV et l'EAV par TF ainsi que l'acompte de référence doivent être transmis.

La FEBEG indique qu'un système permettant de se passer de ces différents éléments ne peut se faire qu'à l'échelle interrégionale.

Modèle d'allocation pour les compteurs intelligents en SMR1

Les réponses reçues sur la question de la méthode d'allocation sont divergentes.

La **FEBEG et la VEB privilégient la méthode d'agrégation par portefeuille fournisseur**. Pour la FEBEG, cette option offre le meilleur compromis entre avantages et inconvénients. Elle rappelle que ce modèle sera également appliqué en Flandre en 2026 et que s'en écarter augmenterait la complexité des systèmes ce qui entraînerait une augmentation des coûts pour tous les acteurs.

Bien **qu'European Commodities privilégie la méthode d'agrégation au niveau du réseau GRD**, ils rejoignent le FEBEG sur la **complexité d'avoir plusieurs méthodes d'agrégation qui coexistent** et préfère donc voir Sibelga s'aligner sur le modèle flamand.

Le **dernier acteur préfère s'en tenir à une courbe de référence**, telle qu'utilisée dans le modèle d'allocation actuel mais tenant compte des nouveaux ToU.

4.3 Positionnement de Sibelga et adaptations apportées

Sibelga remercie l'ensemble des acteurs de marché pour leurs contributions et leurs réflexions.

Un alignement satisfaisant a pu être atteint sur plusieurs points de la concertation. Sibelga partage la position du marché concernant la nécessité d'une meilleure harmonisation entre les régions et souhaite associer les autres GRD à certaines évolutions allant dans ce sens.

¹³EMV (Estimated Monthly Volume) : Consommation mensuelle d'un utilisateur individuel du réseau déterminée sur base des règles d'estimation pour un mois donné. Il y a donc 12 EMV par an. L'EMV est utilisé pour les Utilisateurs du réseau de distribution avec compteur relevé mensuellement.

¹⁴ EAV (Estimated Annual Volume) : Consommation annuelle d'un utilisateur individuel du réseau déterminée sur base des règles d'estimation. L'EAV est utilisé pour les Utilisateurs du réseau de distribution avec compteur relevé annuellement. Il s'agit d'une consommation normalisée sur une période d'un an.

Le tableau ci-dessous présente le positionnement de Sibelga sur les différents éléments soumis à concertation.

Élément soumis à concertation	Positionnement de Sibelga
Nombre de ToU	Les réponses des acteurs de marché confortent le positionnement de Sibelga, qui compte donc implémenter l'option à 5 ToU.
Suppression des Supplier TF dans la CMS	<p>Sibelga est confortée, par les acteurs de marché, sur le fait qu'il faut viser à supprimer les Supplier TF de la CMS et rejoint également les acteurs sur le besoin d'harmonisation.</p> <p>Sibelga va engager des discussions avec les autres GRD dans un souci d'harmonisation. Cette hypothèse reste donc ouverte.</p>
Granularité des données gridfee	<p>Les acteurs de marché se sont prononcés en faveur d'une facturation basée sur les ToU, tout en rappelant la nécessité d'une harmonisation entre régions. Sibelga considère que la facturation par ToU constitue une approche plus pérenne et entend donc poursuivre dans cette direction.</p> <p>Sibelga va engager des discussions avec les GRD wallons dans un souci d'harmonisation.</p>
Traitement des weekends et jours fériés	Bien que les acteurs de marché se soient clairement prononcés en faveur de l'application des TF jour/soir/nuit également durant les weekends et jours fériés pour les compteurs intelligents télé-relevés, Sibelga estime qu'au regard du besoin d'harmonisation avec les compteurs en tarification classique, tel que souligné par la FEBEG, cette option doit faire l'objet d'une analyse approfondie afin d'en évaluer tous les impacts et de permettre l'adoption d'un positionnement définitif.
Introduction d'une saisonnalité dans les tarifs réseaux	<p>Les retours du marché confortent Sibelga dans le fait qu'une saisonnalité ne doit pas être introduite.</p> <p>La FEBEG considère toutefois que l'option doit rester ouverte en fonction des discussions qui ont lieu en Flandre. Entretemps, la VNR a réagi à l'étude d'évolution tarifaire et considère qu'une saisonnalité ne doit pas être introduite.</p>
Informations ExV et acomptes de référence	<p>Sibelga s'aligne sur les retours de marché concernant la mise à disposition des EMV et EAV par ToU et prévoit de les intégrer dans les adaptations liées à la tarification évoluée.</p> <p>Etant donné que les acteurs de marché se sont prononcés en faveur d'une facturation du gridfee par ToU, Sibelga estime que le maintien des EAV et EMV par TF engendrerait une complexité supplémentaire inutile. Par conséquent, les EAV et EMV par TF ne seront plus envoyés une fois la tarification évoluée mise en œuvre.</p> <p>Les acomptes de référence continueront, quant à eux, à être transmis.</p>
Modèle d'allocation pour les compteurs intelligents en SMR1	Au vu du manque d'alignement des réponses des acteurs de marché, Sibelga considère que cette option doit encore être étudiée, dans l'idéal en concertation avec les GRD des autres régions.

4.4 Hypothèses restant ouvertes suite à la concertation avec les acteurs de marché









Bien que la concertation de marché ait permis de clarifier et de valider certaines hypothèses, cette concertation a mis en évidence la complexité liée à ce type de changement, surtout si les adaptations sont réalisées de manière régionale, sans harmonisation avec les autres régions. Dès lors, certaines hypothèses restent ouvertes et devront encore être clarifiées d'ici la fin de l'année.

Les hypothèses encore ouvertes portent sur :

- La suppression des Supplier TF de la CMS ;
- Le traitement des weekends et jours fériés avec une nouvelle option proposée par la FEBEG ;
- Le modèle d'allocation pour les compteurs intelligents en SMR1.

En tenant compte des retours des acteurs de marché, Sibelga a enrichi son analyse sur le traitement des weekends et jours-fériés, en intégrant une troisième option à la demande de la FEBEG :

- **Option 1** : La tarification évoluée applique le tarif nuit durant les weekends et jours fériés. La tarification classique maintient les weekend et jours fériés en LO selon le calendrier HI/LO existant.
- **Option 2** : La tarification évoluée applique la découpe jour/soir/nuit également les weekends et jours fériés. La tarification classique maintient les weekend et jours fériés en LO selon le calendrier HI/LO existant.
- **Option 3** : La tarification évoluée applique la découpe jour/soir/nuit également les weekends et jours fériés. La tarification classique applique la découpe HI/LO les weekends et jours fériés (HI de 7h à 22h et LO de 22h à 7h).

Tarifification BT		Classique	Evoluée
Lundi - Vendredi		HI/LO 	jour/soir/nuit 
Week-end & Jours fériés :	1	LO 	nuit 
	2	LO 	jour/soir/nuit 
	3 options	HI/LO 	jour/soir/nuit 

Les avantages et inconvénient sont repris dans le tableau ci-dessous.

Option	Avantages	Inconvénients
Option 1	<ul style="list-style-type: none"> • Les weekends sont traités de la même manière dans la tarification évoluée et dans la tarification classique, facilitant la communication vers les clients. • Pas de changement pour les clients qui restent en tarification classique. Ils peuvent continuer à bénéficier du tarif HI/LO sur la commodité et sur les frais de réseau 	<ul style="list-style-type: none"> • Ne permet pas aux fournisseurs de cibler des ToU durant les journées de weekends. • N'incite plus les clients à réduire leur consommation en soirée durant les weekends afin de limiter le pic du soir.
Option 2	<ul style="list-style-type: none"> • Permet un traitement différencié au sein d'une journée par ToU dans le cadre de la tarification évoluée. 	<ul style="list-style-type: none"> • La tarification évoluée ne permet pas aux fournisseurs de reconstituer une offre HI/LO classique. Dès lors : <ul style="list-style-type: none"> ○ Deux tarifications HI/LO sur la commodité pourraient coexister. ○ Les clients bénéficiaires du tarif social seraient traités différemment selon qu'ils

	<p>aient un compteur intelligent télé-relevé ou non.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pourrait représenter un incitant à retirer le consentement pour bénéficier du HI/LO classique.
<p>Option 3</p> <ul style="list-style-type: none"> • Permet un traitement différencié au sein d'une journée par ToU dans le cadre de la tarification évoluée. • Tous les jours sont traités de la même manière dans chacune des tarification, facilitant la communication vers les clients. 	<ul style="list-style-type: none"> • Implique un changement de tarification HI/LO sur le gridfee et sur la commodité. • Demande une mise à jour du calendrier sur les compteurs intelligents et donc une action manuelle sur les compteurs avec une couverture réseau insuffisante ainsi qu'une adaptation de la télécommande centralisée des compteurs classiques. • Supprime l'incitant qu'ont les clients en tarification classique de consommer durant la journée, lorsqu'il y a une production solaire importante afin, notamment, de réduire les problèmes d'incompressibilité.

Sur base de ce tableau, Sibelga considère que l'option 2 reste toujours la meilleure option mais comprend l'inquiétude des fournisseurs quant au désalignement des tarifs au sein de la région bruxelloise. Sibelga considère donc que l'option 1 semble la moins risquée. Toutefois, Sibelga voudrait s'assurer que les acteurs de marché ont bien la même vue sur les avantages et inconvénients de chaque option au travers de rencontres bilatérales avant de statuer définitivement sur l'option à retenir.

5 ACCOMPAGNEMENT DES CLIENTS

L'introduction de la tarification évoluée aura un impact sur la facture des clients. Bien que les frais de réseaux ne représentent qu'environ 25% de la facture, le passage à une tarification avec des plages horaires différentes de celles actuellement en vigueur ainsi que l'introduction de nouveaux paliers capacitaires, risquent de générer des incompréhensions et, dans certains cas, d'impacter négativement les clients. Pour d'autres clients, l'impact sur la facture pourrait être positif.

Sibelga se doit donc d'accompagner ses clients (résidentiels, petits professionnels et entreprises) dans ce changement tarifaire. Une sensibilisation et une communication adaptées, notamment via différents outils, seront essentielles pour garantir l'acceptabilité de ce changement et limiter les refus de placement de compteurs intelligents et d'activation de la lecture à distance des données. Sibelga pourrait également s'appuyer sur les fournisseurs et intermédiaires (syndics, électriciens et les fédérations associées) pour s'assurer que les messages clés touchent le plus de monde possible.

L'accompagnement des clients par Sibelga reposerait sur deux axes :

- Axe « **outil** » : permettre au client de visualiser sa consommation selon les nouvelles plages horaires et d'anticiper l'impact de la nouvelle tarification sur sa facture grâce à des outils simulations.
- Axe « **communication** » : expliquer les changements et leur impact pour le client. Certaines communications viseront également à encourager le client à anticiper le changement en prenant des mesures appropriées.

5.1 Axe « outils »

Trois familles d'outils devraient évoluer ou être développées :

- Outil de simulation des tarifs périodiques : permet au client de simuler ses frais de réseau dans le cadre de la tarification évoluée
- Outil de simulation des tarifs non périodiques : permet au client d'obtenir une estimation des coûts éventuels liés à une modulation de sa puissance tenue à disposition
- Portail client/App MySibelga : offre au client la possibilité de visualiser sa consommation selon les nouvelles plages horaires, d'observer la marge entre sa pointe et la puissance tenue à disposition, d'extraire ses données et de les utiliser dans les outils de simulation susmentionnés.

Tous ces outils seraient testés au préalable par des utilisateurs peu familiarisés, afin d'en assurer leur pédagogie et leur compréhension.

Les adaptations à réaliser sur les outils existants et les développements nécessaires ont été définis sur base de trois besoins clients :

- Comprendre l'impact sur la facture
- Modifier la puissance tenue à disposition
- Consulter sa consommation via l'app/portail

Les interactions entre les différents outils ont été identifiées dans une logique de parcours client.

Conscient que ces outils sont essentiellement digitaux, Sibelga prévoira un accompagnement physique pour les personnes le nécessitant, via le bureau d'accueil.

5.1.1 Simulateur des tarifs périodiques

L'outil de simulation tarifaire déjà disponible sur le site web de Sibelga, serait mis à jour et restera l'outil de référence pour estimer l'impact des tarifications classique et évoluée en fonction de la situation de l'utilisateur. Pour obtenir une estimation des frais de réseau périodiques, l'utilisateur devra saisir sa puissance tenue à disposition ainsi que ses consommations dans les différentes plages horaires.

Cet outil permet à tous les clients, y compris ceux dont la puissance tenue à disposition dépasse 56 kVA ainsi que les clients gaz¹⁵, de simuler leurs frais de réseau¹⁶. Cet outil sera adapté afin que le client puisse estimer ses frais de réseaux selon la nouvelle tarification. Cependant, il se prête peu à une communication pédagogique.

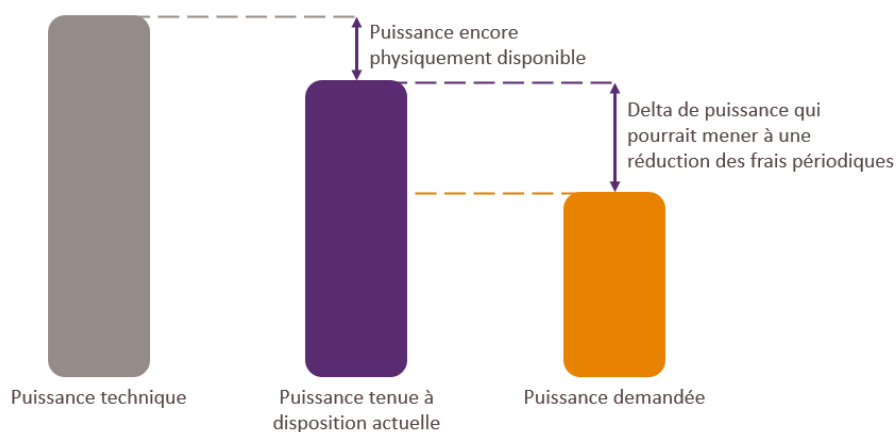
C'est pourquoi, un second outil de simulation, plus pédagogique, pourrait être développé. En plus de la simulation tarifaire basée sur les données entrées par le client, cet outil permettra de simuler un changement de comportement ainsi qu'une modulation de la puissance tenue à disposition, et d'évaluer l'impact sur la facture.

L'objectif de ces deux outils serait de rassurer les utilisateurs qui présentent une consommation élevée durant la plage horaire « soir » et qui peuvent déplacer une partie de leur consommation mais aussi de montrer que la tarification évoluée aura un impact négligeable sur les clients qui n'ont pas de potentiel flexible.

5.1.2 Simulateur des tarifs non périodiques

La modification du terme capacitaire, tant dans la tarification classique que dans la tarification évoluée permettra de sensibiliser les clients à la nécessité d'éviter les pics de consommation, principalement liés aux nouveaux usages (véhicules électriques, pompes à chaleur, ...) dont la pénétration sur le marché s'intensifie. Les clients seront ainsi davantage attentifs à leur puissance tenue à disposition, qui impacte leur facture, et pourront être amenés à demander un déforçement de cette puissance.

Un simulateur de tarifs non périodiques pourrait être développé et mis à disposition sur le site web de Sibelga. L'utilisateur pourra saisir sa puissance technique¹⁷, sa puissance actuellement tenue à disposition ainsi que la puissance souhaitée, afin d'obtenir une estimation des coûts liés à la modification de puissance. Pour connaître l'impact de la modification de la puissance tenue à disposition sur ses frais de réseau, le client sera redirigé vers l'outil de simulation des tarifs périodiques.



Le simulateur de travaux sera accompagné de messages pédagogiques, visant à encourager le client à adopter les meilleurs pratiques et à estimer correctement son besoin de puissance.

¹⁵ Les URD BT avec une puissance > 56kVA, et HT ne sont pas impactés par la nouvelle tarification. Les parties du simulateur qui estiment leurs tarifs ne seront pas adaptées.

¹⁶Le simulateur est disponible via ce lien : <https://www.sibelga.be/fr/raccordements-compteurs/tarifs/tarifs-utilisation-du-reseau/simulateur-couts-de-distribution-electricite>

¹⁷ Puissance technique : puissance associée au calibre du disjoncteur de raccordement (équipement de protection des installations de l'utilisateur du réseau de distribution)

5.1.3 Portail clients/App MySibelga

5.2 Axe « Communication »

Tous les outils mentionnés précédemment seraient utilisés dans les différentes communications.

Les objectifs majeurs seraient :

- D'informer sur la modification tarifaire et ses bénéfices (flexibilité, maîtrise des coûts)
- D'accompagner les utilisateurs
- D'éviter les incompréhensions et tensions, grâce à une communication proactive.

Le plan de communication pourrait reposer sur 4 timings clés:

- **Début de l'année précédant le go-live:** un email contenant un lien personnalisé renvoyant vers les simulateurs serait communiqué aux utilisateurs. Sibelga analysera les consommations de tous les URD BT et informera les clients qui pourraient être concernés par un déforçement. Ceci se fera par vague pour lisser la charge de travail liée aux demandes de déforçement.
- **3 mois avant le go-live:**
 - Une communication générale, via communiqué de presse et des relais dans la presse expliquant les changements clés de la tarification
 - Une communication individualisée vers les clients, déclinée en fonction de différents cas (type de compteur) afin que les clients puissent s'identifier et être rassurés. Cette communication renverrait vers les outils mentionnés précédemment.
- **1 mois avant le go-live:** communication générale pour les clients disposant d'un compteur intelligent télé-relevé. Ces derniers recevraient un lien vers les outils de simulation des tarifs périodiques et non périodiques. Lorsque les données de consommation sont disponibles, le lien reprendra ces informations afin de préremplir le simulateur ;
- **Après go-live:** communication opérationnelle, tous les supports de communication de Sibelga seront adaptés (welcome pack, communication automatique en cas d'emménagement, déménagement, changement de régime, changement de puissance, ...) à la tarification évoluée. À mesure que le déploiement des compteurs progresse, les scénarios de marché nécessitant une communication centrée sur un changement de type de tarification deviendront de moins en moins pertinents.

	Un an avant le go-live <i>communication focus terme capacitaire</i>	Trois mois avant le go-live (M-3) <i>communication générale (pré go live)</i>	Un mois avant le go-live (M-1) <i>communication go live tarification évoluée</i>	Après le go-live <i>communication opérationnelle</i>
Type de communication	Communication prévisionnelle focus terme capacitaire	Communication générale avec une variante par URD en fonction de son compteur/régime et de sa puissance de raccordement	Communication générale réitérée	Automatiser les communications opérationnelles - messages similaires avec quelques variantes
Messages	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Communication spécifique:</i> en fonction du type de compteur/régime avec lien personnalisé pour ceux qui bénéficieraient d'un déforçement 	<ul style="list-style-type: none"> • Informer les clients de la mise en place des nouveaux ToU, leur intérêt et leur fonctionnement (valorisation des clients flexibles et sobriété énergétique), l'impact avec une mention vers l'outil de simulation tarifaire • Expliquer le terme proportionnel et capacitaire et la manière dont le client peut agir 	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les compteurs intelligents télé-relevés (qui vont passer d'office en tarification évoluée): email avec lien personnalisé pour simuler le potentiel flexible <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>Message spécifique:</i> clients protégés resteront facturés par leur fournisseur sur base du tarif social 	Messages par scénarios: <ul style="list-style-type: none"> • Emménagement/déménagement - communication adaptée en fonction du compteur et régime • Clients R0 switch vers R1/R3 • Clients R1/R3 switch vers R0 (souci compteur, retrait du consentement) • Clients ayant changé sa puissance mise à disposition: accusé de réception + rappel impact facture
Canaux	<ul style="list-style-type: none"> • Emails ou courriers en l'absence d'emails 	<ul style="list-style-type: none"> • Communiqué de presse qui débouchera sur TV/radio • Site web • Emails ou courriers en l'absence d'emails 	<ul style="list-style-type: none"> • Communiqué de presse qui débouchera sur TV/radio • Site web • Emails ou courriers en l'absence d'emails 	<ul style="list-style-type: none"> • Emails ou courriers en l'absence d'emails

Une mention spécifique dédiée aux bénéficiaires du tarif social serait intégrée dans la communication afin de clarifier qu'ils ne seront pas impactés par cette nouvelle tarification. En effet, bien que leur fournisseur se verra facturer, par Sibelga, les frais de réseaux sur base de la tarification évoluée, le fournisseur continuera à facturer ses clients sur base du tarif social. Le fournisseur pourra demander à être remboursé de la différence auprès de la CREG comme c'est le cas aujourd'hui.

Plusieurs canaux de communication seraient utilisés afin de maximiser la portée des messages et s'assurer qu'ils touchent bien les clients bruxellois. Les canaux privilégiés seraient :

- Les communiqués de presse ;
- Une page site web dédiée avec une foire aux questions et qui renverra vers les différents outils ;
- Des emails reprenant les informations générales et renvois vers le site web et les outils ;
- Des emails avec lien personnalisé (pour l'utilisation des outils) pour les clients disposant d'un compteur intelligent télé-rélevé ;
- Des courriers avec ces mêmes informations pour les clients qui n'auraient pas communiqué leur adresse email, par choix ou non ;
- Les clients protégés de Sibelga seront contactés digitalement et en version papier pour s'assurer d'une compréhension optimale ;
- Les réseaux sociaux seront utilisés si besoin, dans le cas d'un éclaircissement nécessaire ;
- Le portail et l'application mobile renverront vers la page web dédiée ;
- Un webinaire public permettant aux clients de recevoir des explications sur la nouvelle tarification ;
- Une présence physique via le bureau d'accueil.

6 ANALYSE D'IMPACT ET IMPLÉMENTATION

6.1 Périmètre de l'analyse

L'analyse d'impact et la définition du planning tiennent compte du périmètre suivant :

- L'implémentation des nouveaux ToU pour la tarification évoluée
- L'adaptation du terme capacitaire pour la tarification évoluée et la tarification classique
- La modulation de puissance à distance à la demande du client permettant de modifier la puissance tenue à disposition des compteurs intelligents
- Les adaptations de tous les systèmes impactés, y compris de la CMS (outil partagé au sein d'Atrias)
- Les adaptations et le développement d'outils pour accompagner les clients
- Les activités de gestion de projet, coordination, tests ainsi que la définition des besoins métier
- Les coûts liés à la communication vers les clients.

Les adaptations sur les applications des fournisseurs sont hors du périmètre de l'analyse. C'est également le cas de fonctionnalités/capacités Sibelga considérées comme étant des compléments nécessaires à l'implémentation de la nouvelle tarification. C'est notamment le cas de :

- L'implémentation des ouvertures et fermetures à distance
- Les éléments liés à une augmentation du volume de données quart-horaires à traiter.

6.2 Impacts sur les outils

Afin d'estimer le délai d'implémentation ainsi qu'une estimation budgétaire, Sibelga a procédé à une analyse d'impact en tenant compte de certaines hypothèses en amont de la concertation de marché. Certaines hypothèses ont évolué avec les réflexions de Sibelga, notamment suite à la concertation organisée avec les acteurs de marché.

6.2.1 Impacts sur la CMS

La nouvelle structure tarifaire envisagée à Bruxelles — combinant un terme capacitaire basé sur la puissance tenue à disposition et trois plages horaires tarifaires (jour, soir, nuit) — nécessite une évaluation approfondie des implications sur les flux de données actuels du marché, standardisés via le MIG (Message Implementation Guide). En collaboration étroite avec les équipes d'Atrias, une première analyse a été réalisée concernant l'impact sur les processus et les adaptations nécessaires dans la CMS.

Sibelga a tenté de réduire cet impact au maximum en s'alignant sur les processus existants dans les autres régions de Belgique. Néanmoins, ces processus résultent souvent d'évolutions historiques, marquées par des compromis propres à chaque région, et qui ne sont plus, ou pas toujours, pertinents pour Bruxelles compte tenu de ses spécificités. Par ailleurs, Sibelga a pris l'initiative de définir un objectif robuste et de long terme, avec une vision solidement fondée sur des hypothèses de développement futur, plutôt que de se limiter à une simple adaptation aux possibilités actuelles.

L'analyse d'impact menée par Atrias repose aujourd'hui sur plusieurs hypothèses de base. Les hypothèses considérées, l'impact attendu ainsi que l'éventuelle variation sont repris dans le tableau ci-dessous :

Hypothèse	Impact sur la CMS	Validité
La tarification évoluée comportera 5 Time of Use (ToU)	L'évolution vers 5 ToU implique la création de nouveaux registres calculés, une démultiplication du nombre de ExV à créer et à envoyer,	Hypothèse confirmée

<p>La facturation du gridfee par Sibelga est réalisée sur base des ToU, ce qui se traduit par la création de 3 DGO TF (worst case pour l'estimation Atrias)</p>	<p>Une agrégation des ToU associés aux différentes DGO TF doit être réalisée par la CMS</p>	<p>Hypothèse à adapter sur base de la concertation avec les acteurs de marché. Afin de facturer sur base des ToU, 5 DGO TF devront être implémentées, ce qui ne demande pas d'agrégation.</p>
<p>Le tarif "Time of Use" (ToU) du weekend reste en tarif « nuit » pour les compteurs intelligents télé-relevés.</p>	<p>Pas d'impact sur la CMS.</p>	<p>Cette hypothèse reste ouverte et doit être analysée plus en profondeur.</p>
<p>Pas de changement dans la tarification de la composante proportionnelle des compteurs classiques et compteurs intelligents non télé-relevés : les WE restent en LO</p>		<p>Cette hypothèse reste ouverte et doit être analysée plus en profondeur.</p>
<p>Les tarifs restent stables pendant l'année, sans variation saisonnière.</p>		<p>Hypothèse validée</p>
<p>Maintien des Supplier TF qui peuvent donc différer des DGO TF (worst case pour l'estimation Atrias).</p>	<p>Cette hypothèse implique une fonctionnalité permettant de gérer un nombre de Supplier TF supplémentaires. Cela implique qu'une nouvelle agrégation des ToU doit être réalisée par la CMS pour calculer les Supplier TF.</p>	<p>Hypothèse ouverte</p>
<p>Pour l'allocation, les valeurs quart-horaires des compteurs en SMR1 seront transmises à la CMS et agrégée selon une méthode différente (agrégation par GRD au lieu d'une agrégation par fournisseur).</p>	<p>Cela nécessite une nouvelle méthode de calcul dans la CMS</p>	<p>Hypothèse à confirmer</p>
<p>De nouvelles estimations de volumes (ExV) devront être créés en cohérence avec les 5 ToU et les 3 DGO TF (worst case pour l'estimation Atrias).</p>	<p>De nouveaux ExV doivent être créés et calculés dans la CMS.</p>	<p>Hypothèse à adapter suite à la concertation avec les acteurs de marché.</p>

Les index HI/LO tels que définis aujourd'hui, continueront à être transmis dans le cadre de la tarification évoluée.

Pas d'impact sur la CMS, le fonctionnement actuel est maintenu. Hypothèse validée

6.2.2 Impacts sur les outils Sibelga

La matrice d'impact élaborée par les équipes IT de Sibelga constitue un élément central de la feuille de route. Elle met en évidence, de manière structurée, les principaux domaines impactés par l'introduction de la tarification évoluée et fournit une première cartographie des systèmes concernés. Suite à l'étude de cette matrice d'impact, il a été montré que **16 applications chez Sibelga seront impactées** par la mise en place de la tarification évoluée. Cette matrice repose sur certaines hypothèses clés qui ont pu évoluer suite à la concertation de marché.

Hypothèse	Impact	Validité
La tarification évoluée comportera 5 Time of Use (TOU)	<p>L'évolution vers 5 ToU implique une démultiplication du nombre de ExV à gérer, la création de registres calculés supplémentaires, des calculs de volumes supplémentaires,</p> <p>....</p> <p>La charge de travail est surtout liée à un changement du nombre de ToU considérées, mais dépend assez peu du nombre de ToU à ajouter.</p>	Hypothèse confirmée
La facturation du gridfee par Sibelga est réalisée sur base des ToU, ce qui se traduit par la création de 5 DGO TF	Pas d'impact sur les outils Sibelga à l'exception d'Haugazel qui permet de facturer les clients protégés.	Hypothèse confirmée
Le tarif "Time of Use" (TOU) du weekend reste en tarif « nuit » pour les compteurs intelligents télé-relevés.	Impact sur la paramétrisation dans la détermination des volumes par ToU.	<p>Hypothèse ouverte suite au retour de la concertation avec les acteurs de marché.</p> <p>Impact très faible en cas de changement.</p>
Pas de changement dans la tarification de la composante proportionnelle des compteurs classiques et compteurs intelligents non télé-relevés : les WE restent en LO	Sibelga évite les coûts liés à l'adaptation du firmware pour les compteurs intelligents et à la TCC pour les compteurs classiques.	Hypothèse à revoir suite au retour de la concertation avec les acteurs de marché.

		Impact important en cas de changement.
Maintien des Supplier TF qui peuvent donc différer des DGO TF	Cette hypothèse impacte essentiellement la CMS. Seul Haugazel est impacté par un changement d'hypothèse.	Hypothèse ouverte.
Pour l'allocation, les valeurs quart-horaires des compteurs en SMR1 seront transmises à la CMS. La méthode d'agrégation pour l'allocation n'impacte pas les systèmes Sibelga.	Pas d'impact sur les systèmes Sibelga.	Hypothèse à confirmer.
Les adaptations de la puissance tenue à disposition sont réalisées par Sibelga à la demande du client.	Une procédure de demande doit être intégrée dans les applications Sibelga.	Hypothèse validée

6.3 Planning d'implémentation

Un planning d'implémentation prévisionnel a pu être défini sur base de l'analyse d'impact. Ce planning reprend 5 étapes clés :

- La définition des besoins métier (**business requirements**) qui vise à clarifier ce qui doit être implémenté
- La phase de **design** qui traduit les besoins métier dans une ébauche de solution et qui permet de clarifier les interactions entre les différents systèmes
- La phase de **build** durant laquelle les applications sont adaptées à proprement parler
- Une phase de **migration** permettant de basculer les clients avec un compteur intelligent télé-relevé de la tarification classique à la tarification évoluée
- La phase de **tests** visant à s'assurer que les tarifs seront correctement appliqués sur l'entièreté du processus

Chacune de ces phases est assortie de contraintes/facteurs clés de succès qui leur sont propres.

Au vu des impacts que peut avoir la tarification évoluée sur les acteurs de marché, notamment sur la facturation des clients ou sur l'allocation, il est nécessaire de clarifier tous les impacts et d'assurer, dans la mesure du possible, un alignement avec les fournisseurs et les autres gestionnaires de réseaux belges. La clarification de tous ces impacts ne peut se faire qu'au travers de points d'alignement avec les différents acteurs afin d'expliquer, clarifier, et identifier les contraintes des uns et des autres et de tendre vers une solution harmonisée. Obtenir un alignement sur les **besoins métier** est clé pour assurer le succès de l'implémentation. Certains choix pourraient également être impactés par les remarques de BRUGEL sur la présente feuille de route. Dès lors, les business requirements ne pourront être totalement arrêtés qu'une fois la décision de BRUGEL partagée au 30/06/2026. Malgré la complexité du dossier, il sera important de trancher à temps.

La phase de **design** est hautement dépendante de ces business requirements. Toutefois, afin d'accélérer l'implémentation, cette phase de design sera anticipée et initiée dès que les business requirements atteindront un niveau de maturité suffisant. Au vu du nombre d'applications impactées (16 dont 7 avec des impacts importants), un design précis et détaillé, accepté par toutes les équipes travaillant sur ces applications est clé afin de limiter le risque de dérapage durant la phase de build.

Le nombre d'applications impactées implique également une coordination importante entre ces équipes durant la phase de **build**. Les adaptations doivent rester cohérentes entre elles et chaque écart par rapport au design proposé doit être discuté avec les équipes impactées. En misant sur une bonne préparation en amont, les adaptations des

systèmes Sibelga pourraient être réalisées dans un délai d'environ 9 mois. Une coordination régulière avec Atrias et les fournisseurs devrait également être organisée afin d'assurer une cohérence sur l'ensemble de la chaîne.

La phase de **migration**, bien que n'influençant pas, dans les estimations actuelles, le chemin critique, va demander des ressources importantes. C'est une étape critique, nécessaire à la bonne application de la tarification évoluée au moment du go-live.

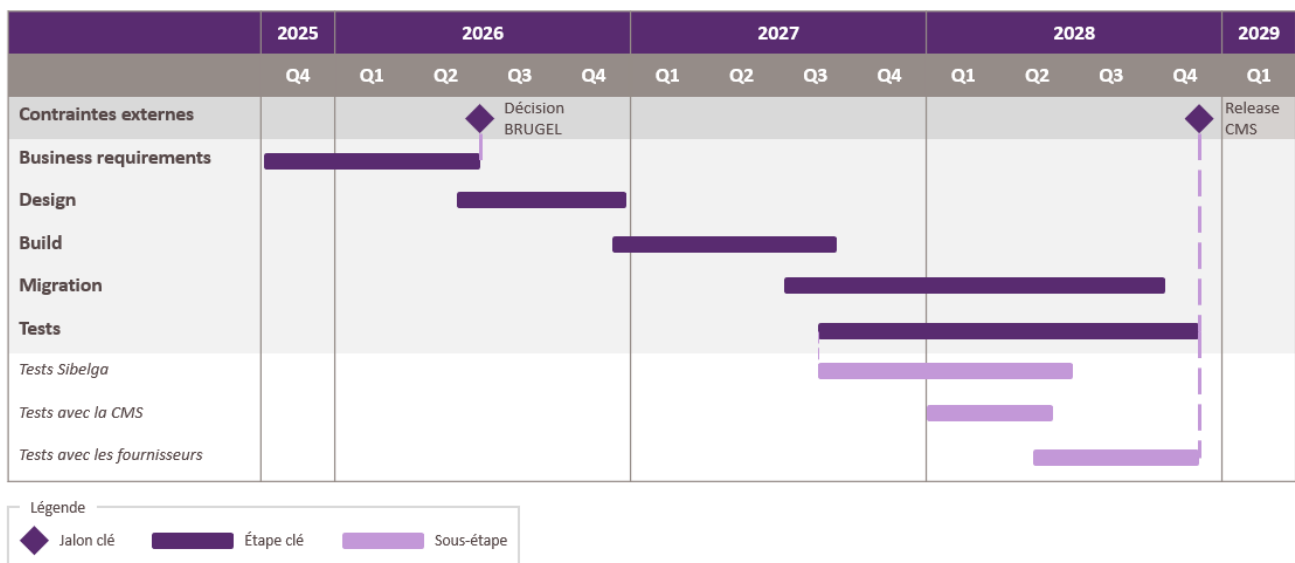
L'implémentation de la nouvelle tarification a également un impact sur la CMS ainsi que sur les systèmes des fournisseurs. C'est pourquoi Sibelga réalisera 3 types de **tests** distincts:

- Les tests internes à Sibelga
- Les tests avec la CMS (tests DIT)
- Les tests avec les fournisseurs (tests MIT), permettant de tester l'entièreté du processus

Ces phases de tests sont critiques afin d'éviter des bugs qui empêcheraient le fournisseur de facturer correctement ses clients. Sibelga entend tester les applications en lien direct avec la CMS en premier afin de démarrer les tests avec la CMS le plus rapidement possible. Les applications n'ayant pas un impact direct sur les informations envoyées aux fournisseurs via la CMS pourront être testées dans un second temps par Sibelga. C'est notamment le cas de la BI ou de l'App MySibelga. Les tests avec les fournisseurs ne pourront débuter qu'une fois que les tests avec Atrias montreront un niveau de maturité suffisant.

Le go-live de la nouvelle tarification est contraint par les releases de la CMS organisées par Atrias. Atrias prévoit deux releases de la CMS par an : une première release autour de début juin et une seconde release autour de fin novembre.

Sur base des contraintes associées à chacune des phases, un go-live de la tarification évoluée au 1^{er} janvier 2028 ne peut être réalisé dans de bonnes conditions. Le planning prévisionnel indique un go-live au 1^{er} janvier 2029.



Le planning proposé est ambitieux au vu des différents risques associés. En effet, le projet d'implémentation comporte :

- Des risques exogènes importants :
 - La bonne implémentation de la nouvelle tarification doit être réalisée en concertation avec les toutes les parties prenantes impliquées, Sibelga/Atrias, Brugel et les fournisseurs compris. Tout retard d'un acteur implique un délai dans l'implémentation et donc une charge additionnelle pour Sibelga afin de coordonner le go-live.
 - Une incertitude sur les business requirements qui peuvent être impactés par des alignements ultérieurs avec les acteurs de marché ou les gestionnaires de réseaux des autres régions.
 - Un contexte réglementaire en évolution qui pourrait nécessiter de modifier des applications Sibelga impactées par la nouvelle tarification ou à la CMS, entraînant un effort de coordination supplémentaire et, dans des cas de modification importante, une remise en question du design.
- Des risques endogènes, plus limités :
 - Des dépendances avec d'autres projets Sibelga visant à apporter des évolutions aux outils de facilitation de marché
 - La parallélisation de projets avec un périmètre similaire, tel que les ouvertures et fermetures compteurs qui implique les mêmes ressources clés que la nouvelle tarification.

La réussite du projet d'implémentation dépend de toutes les parties prenantes. En effet, si une partie prenante (Brugel, Sibelga/Atrias ou un fournisseur), n'est pas en mesure de respecter le planning proposé, le go-live devrait être reporté, au plus tôt à la release CMS suivante, à savoir en juin 2029.

Un scénario d'implémentation alternatif peut-être envisagé afin d'adapter, dès le 1^{er} janvier 2028, la composante capacitaire de la nouvelle tarification. Les nouveaux ToU de la tarification évoluée seraient alors implémentés pour le 1^{er} janvier 2030.

Sur base d'une analyse préliminaire, il ressort que chaque scénario comporte des avantages et des inconvénients. Ceux-ci sont repris dans le tableau ci-dessous.

	Scénario actuel	Scénario alternatif
Client	<ul style="list-style-type: none"> ● Communication unique faisant le lien entre les évolutions des parties capacitaire et proportionnelle ● Courriers différents concomitants pour les clients avec un compteur classique et les clients avec un compteur intelligent ● Communication collective moins lisible qui présente également un risque de confusion entre kVA et kWh 	<ul style="list-style-type: none"> ● Partie capacitaire concerne la tarification classique et évoluée contrairement aux nouveaux ToU qui s'applique uniquement dans le cadre de la tarification évoluée ● Le public cible des 2 phases est différent, une communication plus ciblée peut être réalisée ● Permet aux clients de se familiariser avec la notion de puissance ● Permet de visualiser l'impact respectif des deux pans ● Evolution graduelle du comportement ● Le déploiement des compteurs intelligents sera plus avancé. Les clients auront accès à leurs données de consommation et pourront visualiser l'impact de la tarification évoluée pour s'y préparer ● Implique deux évolutions tarifaires rapprochées
Faisabilité technique	<ul style="list-style-type: none"> • NA 	<ul style="list-style-type: none"> ● Risque planning réduit sur les nouveaux ToU ● Apporte un délai supplémentaire pour viser une harmonisation, notamment avec les autres régions ● L'augmentation de puissance est liée à un tarif. Un projet de simplification du processus de facturation pour les petits montants pourrait être nécessaire et ce dans un timing serré.
Gestion opérationnelle	<ul style="list-style-type: none"> ● En cas de problème, demande de reporter les deux pans de la nouvelle tarification ● Demande de modifier le simulateur des tarifs de distribution réglementaire qu'une seule fois 	<ul style="list-style-type: none"> ● Impacts CMS moins importants pour la modulation de puissance ● Des ressources Sibelga seraient mobilisés sur les deux pans avec des phases de projets concomitantes ● Dépendance accrue avec le projet CMS 2.0 mené par Atrias avec un risque sur les ressources clés

Légende

- Avantage
- Inconvénient

A la demande de BRUGEL, Sibelga pourra analyser ce scénario alternatif dans plus de détails.

7 SIMULATIONS

7.1 Objectif et rôle du modèle

Le présent volet décrit les principes de modélisation développés par Sibelga pour analyser l'introduction de la nouvelle tarification. Ce modèle constitue un outil de simulation et d'aide à la décision, conçu pour évaluer les impacts de différentes structures tarifaires sur les utilisateurs du réseau de distribution et pour guider le paramétrage de la future tarification évoluée.

En pratique, le modèle constitue un cadre de référence permettant à Sibelga d'objectiver les choix de conception de la nouvelle tarification. Il traduit, sous forme de simulations cohérentes et comparables, les grands objectifs poursuivis par la réforme : une répartition plus équitable des coûts du réseau, une meilleure incitation à la maîtrise de la demande et une stabilité globale des recettes. Cet outil fournit ainsi une base analytique commune pour apprécier, en amont des décisions tarifaires, les effets attendus des différentes structures de prix sur les divers profils d'utilisateurs.

7.2 Principes méthodologiques

Le modèle repose sur une approche de simulation paramétrable, construite pour représenter de manière cohérente la diversité des utilisateurs du réseau de distribution et évaluer, à budget constant, les effets de différentes structures tarifaires. L'objectif n'est pas de reproduire le comportement individuel de chaque client, mais d'obtenir une image fidèle et représentative du système dans son ensemble, permettant d'analyser les effets redistributifs et incitatifs de la tarification évoluée.

La première étape consiste à exploiter les profils de consommation issus des compteurs intelligents déjà installés. Seuls les points disposant d'au moins une année complète de mesures sont retenus. Ces profils garantissent que la modélisation repose sur des comportements observés, non sur des profils théoriques.

Les profils réels servent de représentants statistiques des utilisateurs partageant des caractéristiques similaires. Afin de structurer cette diversité, le modèle distingue d'abord deux grands secteurs : résidentiel et non résidentiel. Chacun de ces secteurs est ensuite subdivisé en sous-catégories homogènes selon la nature de l'utilisateur :

- pour le résidentiel : consommateurs protégés et non protégés ;
- pour le non résidentiel : segments spécifiques tels que l'horeca, les bornes de recharge publiques, autres activités non-résidentielles suivant qu'elles sont consommatrices ou non en période du soir.

Au sein de chaque sous-catégorie, les utilisateurs sont encore différenciés selon les équipements présents derrière le point de raccordement : (borne de recharge) véhicule électrique, installation photovoltaïque, pompe à chaleur, batterie de stockage, ou absence d'équipement flexible. Chaque combinaison de ces caractéristiques définit une catégorie représentative du modèle. Par exemple : client résidentiel protégé équipé de panneaux photovoltaïques, ou client non résidentiel consommant peu en période de soirée et disposant d'une production thermique, d'une pompe à chaleur et d'un véhicule électrique.

La consommation de chaque catégorie d'utilisateurs est calculée séparément pour la semaine et le weekend, en additionnant les profils quart-horaires disponibles. Ces profils sont construits en prenant la moyenne des consommations par plage horaire.

Comme ces profils ne concernent qu'un échantillon du parc de clients Sibelga, un facteur multiplicatif propre à chaque catégorie et plage horaire, est appliqué pour ajuster les consommations estimées aux volumes réellement mesurés sur l'ensemble du portefeuille de clients.

Cette approche garantit que les recettes simulées reposent sur une assiette de volumes cohérente avec les données réelles tout en tirant parti de la granularité et de la diversité des profils quart-horaires disponibles dans les bases de données de Sibelga.

Sur cette base, le modèle calcule les coûts de référence, c'est-à-dire les montants facturés selon la structure tarifaire actuelle projetée à l'horizon 2028-2029. Ces coûts constituent le scénario de continuité et servent de point de comparaison neutre pour l'évaluation de la nouvelle structure tarifaire.

Deux types de tarification sont ensuite simulés :

- la tarification évoluée, applicable aux utilisateurs disposant d'un compteur télé-relevé ;
- la tarification classique future, destinée aux utilisateurs ne relevant pas de la tarification évoluée.

Chaque tarification intègre les composantes caractéristiques : terme fixe, terme capacitaire et terme proportionnel différencié selon les plages horaires. Les simulations comparent ces régimes à la tarification classique de référence, reprenant la structure tarifaire actuelle, pour en analyser les effets redistributifs, incitatifs et budgétaires.

En synthèse, cette méthodologie combine représentativité (grâce aux données réelles), neutralité budgétaire (budget futur fixé), comparabilité (scénarios harmonisés) et traçabilité (documentation systématique des hypothèses). Elle constitue la base de l'analyse d'impact et du choix du schéma final de tarification évoluée.

7.3 Indicateurs de performance et logique d'analyse

Après calibration et paramétrisation, le modèle calcule le coût d'utilisation du réseau pour chaque profil de consommation quart-horaire selon les différentes tarifications : la tarification classique de référence, la tarification classique future, la tarification évoluée et, pour les utilisateurs disposant d'actifs pilotables, une tarification évoluée tenant compte de comportements flexibles.

Ces résultats permettent de comparer les effets de chaque configuration tarifaire. Le modèle fournit deux niveaux de résultats :

- Le niveau descriptif vérifie la cohérence interne, la conformité avec les hypothèses initiales, et inclut la consommation totale par catégorie de clients, par plage horaire, ainsi que la distribution par type de tarification pour garantir une calibration conforme aux volumes et au budget de référence.
- Le niveau comparatif évalue les écarts de coûts entre les tarifications grâce à quatre indicateurs, répondant aux objectifs d'équité, d'incitation et de soutenabilité :
 - **Indice incitatif TE (ITE)** : différence normalisée entre le coût futur en tarification évoluée (TE) et le coût futur en tarification classique.

$$ITE(\%) = \frac{C_{TE\ futur} - C_{TC\ futur}}{C_{TC\ futur}} \times 100$$

Cet indice permet de répondre à la question "Y-a-t-il un incitant pour un URD dans le futur à passer en tarification évoluée et si oui, quel est-il par rapport au fait de rester en tarification classique?". En même temps, il faut veiller à ce que les utilisateurs sans compteur intelligent et donc sans option de tarification évoluée ne sont pas pénalisés. L'index devra donc se rapprocher de 0% pour les catégories où le compteur intelligent n'est pas imposé.

- **Indice de cohérence TE (CTE)** : différence normalisée entre le coût en tarification évoluée future et le coût en tarification classique référence, pour les consommateurs sans actifs flexibles.

$$CTE(\%) = \frac{C_{TE} - C_{TC\ référence}}{C_{TC\ référence}} \times 100$$

Cet indice permet de répondre à la question "A quel point l'introduction & l'adoption de la tarification évoluée est plus chère que la tarification sans introduction de la tarification évoluée ?".

- **Indice de cohérence TC (CTC)** : différence normalisée entre le coût en tarification classique future (TC futur) et le coût en tarification classique de référence.

$$CTC(\%) = \frac{C_{TC\ futur} - C_{TC\ référence}}{C_{TC\ référence}} \times 100$$

Cet indice permet de répondre à la question « Dans le cas où la tarification évoluée est introduite, comment évolue la facture des URD qui restent en tarification classique par rapport au scénario où tout le monde reste en tarification classique référence ? ». L'objectif est d'avoir un impact minimal, pour assurer une continuité entre les différentes structures tarifaires.

- **Indice d'incitation à la Flexibilité (IF)** : différence normalisée entre un comportement naturel et un comportement flexible, pour les consommateurs disposant d'actifs pilotables, tous deux dans le cas d'une tarification évoluée future.

$$IF(\%) = \frac{C_{naturel} - C_{flex}}{C_{naturel}} \times 100$$

Cet indice mesure la capacité du signal tarifaire à valoriser concrètement la flexibilité.

Ces indicateurs sont calculés pour chaque profil individuel et regroupés par catégorie. Pour chaque catégorie, le modèle restitue la moyenne et trois fractiles représentatifs de la distribution des écarts de coûts : P10, P50 et P90, correspondant respectivement aux 10 % des profils les plus gagnants, au profil médian et aux 10 % les plus pénalisés.

Cette approche par distribution complète, plutôt qu'un simple indicateur moyen, permet de visualiser la variabilité réelle des effets au sein d'un groupe d'utilisateurs et d'identifier d'éventuels extrêmes. Une médiane stable peut ainsi masquer des perdants significatifs dans la queue de distribution ; le modèle permet de les détecter et de qualifier ces écarts.

Les simulations sont ensuite déclinées selon plusieurs paramètres structurants : taux d'adoption de la tarification évoluée, nombre de plages horaires, intensité des écarts tarifaires entre plages, modalités du terme capacitaire et prise en compte ou non de la flexibilité. Chaque combinaison fournit un jeu cohérent de résultats permettant d'analyser la sensibilité du système aux choix de conception et d'en évaluer l'équilibre entre signal économique, équité et stabilité budgétaire.

7.4 Portée et usage du modèle

Le modèle développé par Sibelga constitue l'outil principal de la première analyse d'impact Il permet de présenter à BRUGEL une évaluation objective des hypothèses structurantes et de leur cohérence avec les objectifs de la réforme.

En interne, il offre un cadre commun pour tester et comparer les hypothèses de conception (termes fixes, tensions tarifaires, terme capacitaire, taux d'adoption de la tarification évoluée ou effets de la flexibilité). Chaque paramétrage est évalué selon des indicateurs communs afin d'assurer comparabilité et traçabilité.

Sur le plan réglementaire, il permet d'objectiver les choix tarifaires proposés à BRUGEL au moyen d'analyses quantitatives alignées sur la méthodologie.

7.5 Structures capacitaires à étudier

Il est prévu que les paliers pour le terme capacitaire augmentent de la même manière pour la tarification classique que pour la tarification évoluée. Ces paliers devront être définis de manière cohérente avec les différents types de raccordements (monophasé 230V, triphasé 230V et triphasé 400V+N) rencontrés sur le réseau de distribution.

En revanche plusieurs aspects sont encore à déterminer :

- Le nombre de seuils ;
- Les différentes valeurs de puissances tenues à disposition pouvant être demandées par l'URD, sur place ou à distance, ainsi que la précision associée ;

- Le modèle de tarification. Plusieurs possibilités sont présentées ci-dessous et feront l'objet d'une analyse plus poussées sur base des simulations tarifaires.

Option	Exemple chiffré
Option 1 : prix par kVA	Tarif : x €/kVA/an Puissance tenue à disposition : 12 kVA Facture terme capacitaire : 12*x €
Option 2a : prix fixe par tranche	Tranche 1 ≤ 6 kVA : a €/an Tranche 2]6-8] kVA : b €/an Tranche 3]8-10] kVA : c €/an Tranche 4 > 10 kVA : d €/an Puissance tenue à disposition : 12 kVA Facture terme capacitaire : d €
Option 2b : prix fixe cumulé par tranche	Tranche 1 ≤ 6 kVA : a €/an Tranche 2]6-8] kVA : b €/an Tranche 3]8-10] kVA : c €/an Tranche 4 > 10 kVA : d €/an Puissance tenue à disposition : 12 kVA Facture terme capacitaire : a+b+c+d
Option 3 : prix par kVA dépendant de la tranche	Tarif ≤ 6 kVA : a €/kVA/an Tarif]6-8] kVA : b €/kVA/an Tarif]8-10] kVA : c €/kVA/an Tarif > 10 kVA : d €/kVA/an Puissance tenue à disposition : 12 kVA Facture terme capacitaire : 6*a+2*b+2*c+2*d

A ce stade, Sibelga privilégie les options 1 et 2 en raison de leur simplicité et de leur meilleure visibilité pour le client.

8 CONCLUSION

En accord avec la méthodologie tarifaire, Sibelga a rédigé une feuille de route permettant d'implémenter une nouvelle structure tarifaire. Cette nouvelle structure comporte deux tarifications:

- Une tarification évoluée qui sera appliquée à tous les clients bénéficiant d'un compteur intelligent télé-relevé
- Une tarification classique qui sera appliquée à tous les clients sans compteur intelligent télé-relevé.

Ces deux tarifications comportent deux termes liés à l'utilisation du réseau de distribution :

- Un terme capacitaire, applicable à tous les clients, y compris les clients sans compteurs intelligents télé-relevés
- Un terme volumétrique. Dans la tarification évoluée, ce terme volumétrique reprend 5 ToU au lieu des classiques ToU HI/LO (bihoraire) et TH (monohoraire) qui restent d'application en tarification classique.

Bien que les grandes hypothèses de cette nouvelle tarification soient fixées, la concertation avec les acteurs de marché a montré qu'un alignement était encore nécessaire avant de valider toutes les hypothèses, notamment dans le but de viser une harmonisation quand cela est possible. Cet alignement est clé afin de garantir une compréhension commune des changements et des impacts pour chaque acteur et ainsi limiter les risques durant les phases d'implémentation ultérieures.

Des analyses et alignements supplémentaires sont engagés afin de clarifier les hypothèses ouvertes sur les points suivants :

- La suppression des Supplier TF de la CMS.
- Le traitement des weekends et jours fériés
- Le modèle d'allocation associés permettant aux fournisseurs et BRP de tenir compte des nouveaux ToU.

Une coordination importante entre toutes les parties prenantes (Brugel, Sibelga, Atrias, fournisseurs et BRP) sera nécessaire durant tout le trajet d'implémentation afin de limiter les risques du projet. Ce besoin d'alignement et de coordination important fait que la nouvelle tarification ne peut être mise en œuvre dans des bonnes conditions pour le 1^{er} janvier 2028. Le scénario actuel prévoit une mise en œuvre au 1^{er} janvier 2029. Toutefois, certains risques pourraient décaler la date de mise en œuvre s'ils venaient à se réaliser.

Sibelga a initié une analyse sur un scénario alternatif permettant de mettre en œuvre le terme capacitaire de la nouvelle structure tarifaire au 1^{er} janvier 2028 et les nouveaux ToU de la tarification évoluée à partir du 1^{er} janvier 2030. A la demande de BRUGEL, ce scénario alternatif pourrait être étudié dans plus de détails.

Afin de permettre à BRUGEL de se positionner au 30 juin 2026, Sibelga poursuit les analyses afin de clarifier les hypothèses ouvertes avec les acteurs de marché et les autres GRD en visant une harmonisation quand cela est possible. Sibelga complétera ses analyses avec la paramétrisation des tensions tarifaires et la structure du terme capacitaire. Sibelga et BRUGEL s'accorderont sur un planning détaillé entre aujourd'hui et le 30 juin 2026 qui permettrait à BRUGEL d'avoir les informations nécessaires à leur prise de décision.

9 ANNEXES

9.1 Note informative à destination des acteurs de marché

1. Introduction

Comme défini dans la méthodologie tarifaire¹⁸ publiée par Brugel, il est prévu d'introduire des modifications dans la tarification des frais de réseau des clients raccordés en basse tension à Bruxelles à l'horizon 2028. L'objectif est d'inciter les clients bruxellois à prendre conscience de leur comportement de consommation et à encourager la consommation déplaçable à certains moments plutôt que d'autres.

Il y a deux composants principaux dans les tarifs d'utilisation du réseau à Bruxelles appliqués aux points d'accès basse tension équipés d'un compteur classique ou d'un compteur intelligent (compteurs AMR exclus):

- Un composant fixe basé sur la puissance mise à disposition
- Un composant variable basé sur les kWh prélevés par le client sur la période de facturation

Très concrètement, grâce aux compteurs intelligents, Sibelga aura la possibilité d'introduire de nouvelles plages horaires pour construire des tarifs d'utilisation du réseau plus intelligents liés au composant variable.

Vu les enjeux spécifiques de la gestion d'un réseau urbain, Sibelga introduirait une période du soir, permettant de cibler plus précisément la période où le réseau est le plus chargé.

Pour les compteurs classiques (ou les compteurs intelligents dont la fonction communicante n'est pas activée), les plages horaires actuelles et la tarification d'utilisation du réseau associée seront maintenues :

- Total Hours ou TH : facturation identique de tous les kWh

TH	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
DGO TF	Total Hours (00:00-00:00)																							

- High-Low ou HI/LO : facturation des kWh suivant deux périodes
 - HI : les journées en semaines de 7h à 22h
 - LO : les nuits de 22h à 7h ainsi que les journées de weekend et jours fériés.

Hi/Lo: semaine	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
DGO TF	Low (22:00-07:00)						High (07:00-17:00)																		Low (22:00-00:00)
Hi/Lo: weekend	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
DGO TF	Low (00:00-00:00)																								

Pour les compteurs intelligents dont la fonction communicante est activée (ci-après dénommés compteurs intelligents télé-relevés qu'ils soient en R1 ou en R3), la facturation des kWh se fera suivant 3 périodes :

- Jour : de 7h à 17h
- Soirée : de 17h à 22h
- Nuit : de 22h à 7h

Tarif évolué	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
DGO TF	Nuit (22:00-07:00)						Jour (07:00-17:00)											Soirée (17:00-22:00)						

Il faut noter qu'il est aussi prévu, à horizon 2028, d'augmenter l'importance du composant fixe (basé sur la puissance mise à disposition) et d'introduire plus de différenciation dans les prix par puissance (aujourd'hui, il n'y a que deux prix dépendant du seuil unique de puissance de 13kVA). Ceci permettra d'inciter d'avantage les clients à demander la puissance dont ils ont réellement besoin, voire d'encourager le déforçement (qui pourra se faire à distance sur les compteurs intelligents sous certaines conditions) dans le but d'optimiser la puissance mise à disposition du client en fonction de ses besoins réels. Il n'est pas prévu que la composante fixe varie en fonction des ToU. Le client ne peut pas faire varier la capacité mise à sa disposition par ToU.

Dans ce contexte, Sibelga tient à consulter les acteurs de marché sur un certain nombre de points pour déterminer la meilleure manière d'implémenter ces changements.

¹⁸ <https://brugel.brussels/blog/tarifs-de-distribution-12/methodologie-tarifaire-2025-2029-609>

2. Concepts

Il convient tout d'abord de clarifier certains concepts.

Dans le MIG6, deux concepts ont été introduits et définis et il est important de ne pas les confondre : le Time of Use et le Time Frame.

Time Frame contre Time-of-Use

Dans UMIG, nous introduisons le concept de 'Time-of-Use' (ToU) et le distinguons du 'Time-Frame' :

Time-of-Use (ToU)	Intervalle de temps (Time Slices) durant lequel les données de comptage sont cumulées/agrégées. Deux types de ToU se distinguent: ToU Metering et ToU Settlement.
Time-Frame (TF)	Manière dont les ToU sont valorisés pour la facturation (« price tag » pour gridfee).

Ces deux concepts désignent en principe des intervalles de temps individuels, que l'on peut regrouper dans des ensembles (des Sets) qui recouvrent alors toute une journée. Par exemple, HI et LO sont deux ToU, HI/LO est un ToU Set.

Le concept de Time of Use (ToU) dans ce document sera utilisé pour désigner les Time of Use « Metering », c'est-à-dire la découpe de base utilisée pour transmettre les données de comptage.

Le Time-Frame (TF) est un concept associé à la facturation, il existe deux Time-Frame Sets différents dans la documentation du MIG6 :

- Le DGO Time-Frame Set (parfois appelé Billing Time-Frame Set) est le Time-Frame Set utilisé pour calculer les frais d'utilisation du réseau.
- Le Supplier Time-Frame Set est le Time-Frame Set utilisé pour facturer la commodité au client final.

Le TF Set est toujours dérivé du ToU Set, il peut être soit égal au ToU Set, soit composé par une agrégation de certains ToU du ToU Set.

Pour l'instant, pour les compteurs intelligents à Bruxelles, le ToU Set est systématiquement en HI/LO (peu importe le régime de comptage sélectionné) et le DGO TF Set est aligné sur le Supplier TF Set sélectionné par le fournisseur dans le catalogue de configurations en accord avec son client.

Pour un compteur intelligent, les deux possibilités suivantes existent donc actuellement :

ToU	DGO TF	Supplier TF
HI/LO	HI/LO	HI/LO
HI/LO	TH	TH

3. Nombre de Time of Use et Harmonisation

Lors de l'introduction de la nouvelle tarification, il est important de comprendre que l'esprit de la méthodologie tarifaire est que tous les clients disposant d'un compteur intelligent télé-relevé soient logés à la même enseigne. Il n'est pas prévu que la tarification fasse l'objet d'un quelconque choix entre le modèle tarifaire pour les compteurs classiques et le modèle tarifaire pour les compteurs intelligents télé-relevés par le client en fonction de ce qui l'arrange. La tarification sera déterminée en fonction d'une logique de réseau et sera applicable à tous pour ne pas

créer de discriminations et pour pouvoir en tirer tous les bénéfices (influencer le comportement des utilisateurs de réseau). Le mode de relève du compteur détermine donc le modèle tarifaire à appliquer.

Cependant, il sera toujours possible pour le fournisseur d'offrir plusieurs options de tarification de la part énergie (commodité), en fonction du profil de client. Sibelga est d'avis que le fournisseur doit avoir un maximum de liberté pour construire ses offres, ce qui est assez évident pour le régime de comptage 3 mais qui pourrait aussi l'être (dans la mesure du possible) pour le régime de comptage 1 (qui offrirait des ToU plus fins, rendus possibles grâce au compteur intelligent).

Dans cette optique Sibelga sollicite l'avis des acteurs de marché pour comprendre quelles tranches horaires (ToU) seraient utiles pour construire les supplier TF (commodité), pour autant que nous puissions aussi reconstruire nos 3 DGO TF (gridfee). L'objectif étant que ces ToU servent à l'ensemble du système.

Nous avons imaginé 3 options :

- **Option A-1 : 3 ToU / 3 DGO TF (GRIDFEE)**

Option 1	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
ToU	ToU1						ToU2						ToU3											
DGO TF	Nuit (22:00-07:00)						Jour (07:00-17:00)						Soirée (17:00-22:00)											

- **Option A-2 : 4 ToU / 3 DGO TF (GRIDFEE) (couper le DGO TF jour à 11h)**

Option 2	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
ToU	ToU1						ToU2			ToU3			ToU4											
DGO TF	NIGHT (22:00-07:00)						DAY (07:00-17:00)						PEAK (17:00-22:00)											

Il est important de préciser que l'introduction d'une période solaire ne se justifie pas à l'heure actuelle du point de vue du réseau de distribution à Bruxelles. En effet à ce stade, l'absorption de la production solaire locale n'est pas un enjeu majeur (il n'y a plus de compensation depuis 2020 ce qui incite les prosumers à autoconsommer, c'est un réseau urbain et dense, la proportion de production solaire produite localement est relativement faible au regard de la consommation). Cependant, cette période pourrait être très utile pour la part énergie (commodité). Cela permettrait en effet que les fournisseurs prévoient des incitants supplémentaires à leurs clients afin qu'ils décalent une partie de leur consommation durant les heures solaires, lorsque la production renouvelable est plus abondante.

- **Option A-3 : 5 ToU / 3 DGO TF GRIDFEE (couper le DGO TF jour à 11h et le DGO TF nuit à 1h)**

Option 3	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
ToU	ToU1	ToU2					ToU3			ToU4			ToU5											
DGO TF	NIGHT (22:00-07:00)						DAY (07:00-17:00)						PEAK (17:00-22:00)											

Avoir plus de ToU permettrait donc au fournisseur d'avoir plus de flexibilité pour construire ses offres. Cette 3^e option aurait également pour avantage de rejoindre les ToU définis en Région Wallonne et viserait donc une certaine harmonisation.

Il faudra donc déterminer un bon équilibre entre complexité (plus de ToU implique plus de données à partager) et flexibilité.

Option	Avantages	Inconvénients
Option A-1- 3 ToU	<ul style="list-style-type: none"> ● Simplicité (ToU=TF) ● Limitation du nombre de volumes à transmettre 	<ul style="list-style-type: none"> ● Découpe spécifique à Bruxelles
Option A-2 - 4 ToU	<ul style="list-style-type: none"> ● Permet l'application d'un tarif commodité spécifique pendant les heures solaires 	<ul style="list-style-type: none"> ● Découpe spécifique à Bruxelles ● Agrégation nécessaire entre ToU et TF
Option A-3 - 5 ToU	<ul style="list-style-type: none"> ● Tous les avantages liés à l'harmonisation des ToU entre régions. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Agrégation nécessaire entre ToU et TF ● Augmentation du nombre de volumes à transmettre

Sibelga voit de nombreux avantages à l'harmonisation des ToU en Belgique tant que cela est possible (sans pour autant devoir harmoniser les TF ou les tarifs eux-mêmes) pour ces raisons :

- Permet l'application d'un tarif commodité spécifique pendant les heures solaires
- Facilité pour les acteurs de marché de prévoir les volumes de manière harmonisée (forecasts et sourcing)
- Facilité pour les acteurs de marché pour établir des offres harmonisées (aussi bien les concevoir que les expliquer)
- Plus de lisibilité pour les clients dans les 3 régions avec une compréhension plus simple de l'incitant à modifier leur comportement dans le cadre de la transition énergétique

L'harmonisation des ToU est déterminante en régime 1 (car c'est l'information la plus granulaire que le fournisseur aura à sa disposition pour le client en question) mais selon Sibelga, peut également servir en régime 3 pour faciliter la comparaison de certaines offres et le contrôle des factures pour les clients.

De la même manière Sibelga se demande si, à plus long terme, l'envoi de volumes standardisés suivant les nouveaux ToU pourrait également être utile pour les compteurs AMR, même si les tarifs AMR restent inchangés. Bien que les compteurs AMR soient hors scope de la tarification évoluée, Sibelga voudrait collecter l'avis des acteurs de marché sur ce point.

4. Découplage des Time Frame et facture du client

Etant donné que le tarif gridfee pour les compteurs intelligents télé-relevés sera fixe du point de vue des TF (pas de choix pour le client) et que nous pensons que toute la liberté doit être laissée au fournisseur pour construire ses offres, il nous paraît indispensable de pouvoir découpler les DGO TF (gridfee) et Supplier TF (commodité).

Il ne sera pas raisonnable et pas utile de supporter toutes les configurations possibles de Supplier TF (elles dépendront du fournisseur, elles évolueront dans le temps, ...). Il nous semble donc logique, à l'instar de ce qui est prévu pour le régime 3, de ne plus s'échanger d'informations sur le Supplier TF pour les compteurs intelligents télé-relevés.

Reste donc à déterminer suivant quelle granularité les données de comptage de facturation devraient être envoyées.

Nous voyons deux options :

- **Option B-1** : Travailler sur toute la chaîne sur base de la granularité la plus fine, c'est-à-dire, celle des ToU. Il se pourrait alors que certains ToU soient facturés au même prix du point de vue du gridfee
- **Option B-2** : Envoyer les volumes par ToU mais maintenir une agrégation par TF gridfee pour le calcul et l'envoi des montants gridfee

Selon Sibelga, le choix de l'option dépend fortement de la manière dont les volumes seront renseignés par le fournisseur sur la facture du client.

Il serait intéressant d'avoir une harmonisation des pratiques entre fournisseurs pour faciliter la lecture de la facture et offrir un maximum de transparence pour le client en ce qui concerne le calcul des montants de la part gridfee (en plus du calcul des montants de la part commodity), en vue qu'il prenne pleinement conscience de l'impact de son comportement. De ce point de vue-là, nous voyons un certain avantage à travailler en ToU sur l'ensemble de la chaîne, jusqu'à la facture du client mais ceci est hors de nos mains.

Sibelga tient à attirer l'attention sur le fait que si l'on se base sur ce qui a été convenu dans le MIG, les index HI/LO continueront à être envoyés alors qu'ils ne sont plus en relation directe avec les volumes transmis. Cet élément pourrait être discuté lors d'une éventuelle révision du MIG à plus long terme.

5. Traitement des weekends et jours fériés et saisonnalité

Pour la facturation HI/LO classique, il n'est pas prévu de modifier la tarification gridfee HI/LO classique, c'est-à-dire que la consommation des weekends et jours fériés sera toujours facturée en LO. L'importance de la composante fixe sera amenée à augmenter.

La question peut tout de même se poser pour la nouvelle tarification (applicable aux compteurs intelligents télé-relevés). Nous voyons deux options :

- **Option C-1** : Appliquer le tarif de nuit sur toute la journée des weekends et jours fériés
- **Option C-2** : Appliquer les tarifs jour/soir/nuit les weekends et jours fériés comme tous les autres jours.

Il est important de noter que pour appliquer un tarif de nuit sur l'ensemble des journées de weekends et jours fériés (option C-1), il faudra comptabiliser les volumes de ces journées sur le ou les ToU de la nuit. Les volumes par ToU mensuels de nuit contiendront ainsi aussi bien des volumes nuit que des volumes de jour pour ces journées particulières. Une part de flexibilité sera donc perdue pour le fournisseur pour véritablement appliquer des tarifs distincts par tranche horaire de manière consistante sur le mois. Il sera alors compliqué de donner un incitant plus ciblé durant les jours de weekends et jours fériés, en particulier pour les points en régime de comptage 1.

Option	Avantages	Inconvénients
Option C-1- Tarif de nuit les weekends et jours fériés	<ul style="list-style-type: none">• Cohérence avec la tarification classique• Incitation à déplacer les consommations vers les weekends et jours fériés	<ul style="list-style-type: none">• Moins de clarté dans les volumes mensuels reçus par ToU (mix) et moins de flexibilité pour les offres fournisseurs• Pas de possibilité de cibler certaines tranches horaires de weekends et jours fériés en régime 1.
Option C-2 – Tarifs Jour/Soir/Nuit les weekends et jours fériés	<ul style="list-style-type: none">• Permettrait plus facilement un alignement des ToU au niveau belge• Modèle plus simple (tous les jours de l'année sont traités de la même manière)	<ul style="list-style-type: none">• Incohérence avec la tarification classique• Ne permet plus aux fournisseurs d'offrir une offre HI/LO similaire aux compteurs classiques (le HI/LO classique ne peut plus être reconstitué sur base des ToU)

Au vu des avantages et inconvénients, Sibelga recommande l'option C-2.

Sibelga ne voit pas d'intérêt à ce stade d'introduire une saisonnalité pour les ToU ou les TF DGO (gridfee). Du point de vue des tarifs gridfee, ce n'est pas nécessaire vu qu'il n'y a pas de TF solaire et du point de vue des ToU, il semble plus simple de maintenir des ToU fixes toute l'année et de construire des Supplier TF saisonniers. Pour rappel, Sibelga envoie toujours des volumes validés mensuels au marché ce qui permet au fournisseur de faire des offres qui évoluent au cours des mois de l'année.

6. ExV et avances de références

Le MIG6 prévoit la transmission aux fournisseurs de volumes estimés (ExV) et d'acomptes de référence.

Les volumes estimés sont :

- Soit des EAV (Estimated Annual Volume), en principe pour des compteurs relevés annuellement,
- Soit des EMV (Estimated Monthly Volume), en principe pour des compteurs relevés mensuellement.

Le MIG6 a cependant peu développé les modalités de production de ces EAV et EMV dans les situations :

- Où la fréquence de relève et la fréquence de facturation du fournisseur ne sont pas alignées,
- Où les ToU, les DGO TF et les Supplier TF ne sont pas alignés.

Dans le cas des compteurs intelligents télé-relevés à Bruxelles, la fréquence de relève et de facturation du gridfee est systématiquement mensuelle. Les fournisseurs peuvent cependant facturer leur client de manière mensuelle ou annuelle (par défaut sur base annuelle).

Dans le cas d'une facturation annuelle par le fournisseur, un mécanisme relativement complexe a été prévu où des EAV sont tout de même calculés malgré la transmission mensuelle de données de comptage réelles. Ceux-ci sont transmis en plus des EMV.

De la même manière, dans ce cas de figure un acompte de référence représentant une estimation du montant gridfee mensuel moyen sur l'année est calculé et transmis au fournisseur, malgré le fait que le montant gridfee réel soit calculé et transmis chaque mois.

L'introduction de la tarification évoluée va ajouter de la complexité à cette situation. L'augmentation du nombre de ToU va entraîner une augmentation comparable du nombre d'EMV et d'EAV calculés. De plus la question posée dans la section 4 pourrait entraîner la nécessité de calculer les EMV (et les EAV) à la fois sur les ToU et sur les TF.

Dans l'exemple d'une solution avec 5 ToU et 3 TF, nous aurions donc potentiellement tous les mois, lorsque le fournisseur facture annuellement :

- 5*12 EMV correspondant aux ToU
- 5 EAV correspondant aux ToU
- 3*12 EMV correspondant aux TF
- 3 EAV correspondant aux TF

Au mois de relève (théorique), un acompte de référence serait également calculé.

S'ajoute à cette complexité la difficulté de gérer les passages entre tarification classique et évoluée (par exemple lors de la réception du consentement à la lecture), qui nécessite en principe de fournir des EMV et EAV dans la nouvelle découpe de ToU, sans disposer toutefois d'un historique de mesures permettant de les calculer correctement.

Etant donné enfin que, dans le cas des compteurs intelligents télé-relevés, toujours relevés mensuellement à Bruxelles, ces ExV ne sont qu'exceptionnellement utilisés dans les processus du MIG6 (seuls les EMV sont utilisés dans le contexte de l'allocation provisionnelle et en cas exceptionnels d'absence d'un volume mensuel dans l'allocation), la question se pose de savoir si le calcul et la transmission de ces ExV conserve du sens (Sibelga ignore si les fournisseurs exploitent aujourd'hui réellement ces estimations) et si oui, quels sont les ExV qui seraient effectivement utilisés. La question connexe de l'utilisation effective des avances de référence par les fournisseurs est également posée.

7. Modèle d'allocation

Un des enjeux majeurs de l'introduction de nouveaux ToU pour les acteurs de marché réside dans le modèle d'allocation. En effet, cette nouvelle découpe de la journée sera à l'origine d'une modification du comportement de certains clients et il est important que ceci se retrouve de manière assez précise dans l'allocation.

Pour rappel, actuellement pour les compteurs classiques et intelligents, les volumes TH ou HI/LO sont répartis par ToU suivant la courbe enveloppe RLP *Real Load Profil* comme défini dans le MIG6¹⁹.

19

<https://api.atrias.be/roots/download/Actual%2FUMIG%2F20250128%20Market%20Model%20%20UMIG%206.6.4.1%2F01%20Market%20Processes%2F02%20Business%20Requirements%2FUMIG%20-%20BR%20-%20SE%20-%2002%20-%20Allocation%20Process%20Electricity%20v6.6.4.0.pdf?subscription-key=41be1fbab53b4a80ba0d17084a338a55>

Nous n'avions pas prévu dans le MIG6, une méthode pour profiler des volumes autres que TH, HI, LO ou EXN (exclusif de nuit). L'introduction de nouveaux tarifs va donc de pair avec une révision du modèle d'allocation pour ces nouveaux cas de figure.

En smart régime 3, les données quart-horaires sont directement communiquées au fournisseur. Celui-ci facture donc sur base de ces données, et l'allocation repose également sur les relèves quart-horaires réelles du compteur. L'alignement entre vente (ToU) et achat (allocation) est parfait : le fournisseur achète ce qu'il vend, quart d'heure par quart d'heure. Aucun arbitrage n'est requis.

En smart régime 1, les données quart horaires des clients sont disponibles pour le Gestionnaire du Réseau de Distribution afin de constituer les ToU avec le plus d'agilité possible (sans être dépendants de la configuration du compteur). Le fournisseur facture sur base de données agrégées mensuellement par ToU (voir les options décrites au chapitre 3).

L'allocation suivant les données quart-horaires individuelles de chaque client comme en régime 3 nécessiterait que Sibelga transmette ces données individuelles aux fournisseurs. Conformément au RGPD, cela n'est possible qu'avec le consentement explicite du client.

Par conséquent, un modèle alternatif d'allocation est indispensable et cela ouvre la porte à différentes options :

Option D-1: allocation par courbe agrégée

Dans cette option, Sibelga construit une courbe agrégée à partir des données quart-horaires collectées via les compteurs smart en régime 1. Cette méthode permet d'éviter l'envoi des profils individuels aux fournisseurs, et donc de contourner les problématiques liées au RGPD. Deux variantes sont envisagées :

- Variante D-1.1 : l'agrégation se fait au niveau du portefeuille du fournisseur.
- Variante D-1.2 : l'agrégation se fait au niveau du réseau

Variante D-1.1 : agrégation par portefeuille fournisseur

Dans ce modèle, chaque fournisseur dispose d'une courbe d'allocation spécifique, construite à partir des données quart-horaires de ses propres clients en régime 1. Cela permet un alignement précis entre consommation mesurée et allocation.

Cependant, les fournisseurs ne disposent pas du détail individuel de chaque client au sein de cette courbe. Ils connaissent le volume total acheté et vendu, mais pas la contribution exacte de chaque client. Comme le prix de l'énergie varie fortement d'un quart d'heure à l'autre, cette inconnue empêche de calculer précisément la marge brute par client.

Cela incite les fournisseurs à ajuster leur stratégie tarifaire afin d'attirer des clients dont le profil moyen est favorable (par exemple, davantage de consommation en LO), et à refuser ceux qui seraient plus coûteux. Plus leur stratégie réussit, plus leurs coûts diminuent sans impact immédiat sur leur chiffre d'affaires.

Ce comportement commercial a plusieurs effets :

- La concurrence devient moins équitable : deux fournisseurs peuvent proposer une offre identique à un même client, mais avec un coût d'approvisionnement différent selon la structure de leur portefeuille (historique ou stratégique).
- Le responsable d'équilibre (BRP) ne peut pas anticiper correctement l'effet d'un nouveau client sur le profil de consommation global du portefeuille.

En conséquence, les BRP doivent opérer avec une incertitude structurelle dans leurs prévisions d'achat d'énergie. Cette incertitude pourrait se traduire, sur le marché, par des primes de risque qui seraient in fine supportées par le consommateur.

Variante D-1.2 : agrégation réseau

Dans cette variante, la courbe d'allocation est construite pour l'ensemble des clients en régime 1 du réseau en question (par exemple pour tout Sibelga), puis répartie entre les fournisseurs selon leur part de marché en consommation en régime 1. Cette courbe est donc utilisée comme courbe de profilage, respectant les volumes par ToU.

Cette approche a plusieurs avantages :

- Le BRP peut anticiper avec précision le comportement de la courbe globale.
- L'arrivée d'un nouveau client dans le portefeuille d'un fournisseur n'affecte pas la courbe d'allocation, seulement son volume total.
- Tous les fournisseurs partagent une base d'allocation commune, et la concurrence se fait sur des bases équitables.
- Le coût marginal d'un nouveau client est le même pour tous les fournisseurs.
- Conforme au RGPD, même pour les petits portefeuilles de quelques clients.

Cependant, elle présente aussi un inconvénient :

Les signaux pour le client ne peuvent se limiter qu'à des signaux inter-ToU. Si au sein même d'un ToU, le fournisseur parvient à influencer le comportement du client, le bénéfice de cette optimisation sera réparti entre tous les acteurs du marché. Le fournisseur ne peut donc pas récompenser ce client de manière ciblée.

Cet inconvénient nous paraît acceptable sachant que s'il y a une volonté d'influencer le comportement à l'intérieur des ToU, il faudrait passer en Régime 3 pour avoir une tarification plus granulaire.

Option D-2: allocation par courbe de référence

Dans cette option, Sibelga applique une méthode d'allocation traditionnelle reposant sur une courbe quart-horaire de référence, par exemple un profil de type RLP (Real Load Profile), comme utilisé actuellement pour les compteurs classiques. Cette courbe de référence permet de répartir un volume mensuel par ToU (issu des relèves de compteur (smart régime 1)) sur l'ensemble des quarts d'heure du mois pour ce ToU, selon une répartition standardisée.

Avantages :

- Ressemble au modèle utilisé pour les compteurs classiques

Inconvénients :

- Complexité d'implémentation : il faudrait probablement adapter toutes les étapes de l'allocation pour venir introduire une étape peu précise qui aura ensuite un impact sur la RLP des compteurs classiques
- Perte de transparence : cette mécanique de recalibrage rend le fonctionnement du modèle plus opaque pour les acteurs du marché.

Même limitation que la variante D-1.2 : bien que l'allocation reflète fidèlement la consommation agrégée du réseau, elle n'attribue pas de signal individualisé au consommateur final à l'intérieur des ToU.

Option	Avantages	Inconvénients
Option D-1.1 : allocation par courbe agrégée par portefeuille du fournisseur	<ul style="list-style-type: none"> • Allocation précise, alignée avec le portefeuille du fournisseur basée sur les profils des clients individuels • Bénéfice potentiel pour le portefeuille en cas de modification du comportement des clients du portefeuille au sein du ToU 	<ul style="list-style-type: none"> • Incertitude sur le profil d'un nouveau client • Distorsion de la concurrence due à la composition du portefeuille
Option D-1.2 : allocation par courbe agrégée au niveau du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Allocation précise au niveau du réseau • Prévisibilité des coûts de sourcing, même en cas d'intégration d'un nouveau client dans le portefeuille • Conditions équitables entre tous les fournisseurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Les efforts des clients SMR1 d'un portefeuille au sein d'un ToU bénéficient à l'ensemble des acteurs actifs sur la zone
Option D-2: allocation par courbe de référence	<ul style="list-style-type: none"> • Ressemble au modèle utilisé pour les compteurs classiques • Prévisibilité des couts de sourcing, même en cas d'intégration d'un nouveau client dans le portefeuille 	<ul style="list-style-type: none"> • Complexité d'implémentation • Perte de transparence

Au vu des différents avantages et inconvénients, Sibelga recommande l'option D-1.2 pour profiler les volumes en régime 1 avec de nouveaux ToU.

8. Questions

Ci-dessous, les questions posées aux acteurs de marché relatives à l'introduction de nouveaux ToU à horizon 2028.

- A. Quelle option de ToU me servira le plus et pourquoi ?
 - a. Option A-1 : 3 ToU
 - b. Option A-2 : 4 ToU
 - c. Option A-3 : 5 ToU
 - d. Option A-4 : autre - à détailler
- B. Voyez-vous encore un intérêt à maintenir les TF fournisseurs pour les compteurs intelligents en régime 1 et en régime 3 dans la CMS ?
 - a. Non
 - b. Oui et pourquoi
- C. Quelle granularité de données voudrais-je recevoir dans les messages gridfee et pourquoi ?
 - a. Option B-1 : par ToU
 - b. Option B-2 : par TF gridfee
- D. Voyez-vous un intérêt à recevoir des volumes standardisés suivant les nouveaux ToU pour les compteurs AMR également, même si les tarifs AMR restent inchangés ?
 - a. Oui, pourquoi ?
 - b. Non, pourquoi ?
- E. Quelle option soutenez-vous pour le traitement des weekends et jours fériés dans la nouvelle tarification applicable aux compteurs intelligents télé-relevés et pourquoi ?
 - a. Option C-1 : Tarif de nuit les weekends et jours fériés
 - b. Option C-22 : Tarifs Jour/Soir/Nuit les weekends et jours fériés
 - c. Autre option ? Laquelle ?
- F. Pensez-vous qu'il soit utile d'introduire une saisonnalité dans la tarification gridfee ou dans l'établissement des ToU et pourquoi ?
- G. Dans le cadre de la tarification évoluée pour des compteurs intelligents télé-relevés mensuellement, la mise à disposition des informations suivantes sont-ils pour vous nécessaires, et si oui, pour quelle raison ?
 - a. EMV par ToU
 - b. EAV par ToU
 - c. EMV par TF
 - d. EAV par TF
 - e. Acompte de référence au mois de relève
- H. Les informations suivantes sont-elles utiles dans le cadre des échanges des données entre le GRD et le fournisseur ?
 - a. kWh par ToU
 - b. kWh par TF
 - c. kWh totaux sur la période concernée
 - d. Autre option ?
- I. Est-ce pertinent d'afficher, sur la facture, les informations suivantes concernant le terme volumétrique du grid fee dans le cadre de la tarification évoluée ?
 - a. kWh par ToU
 - b. kWh par TF
 - c. kWh totaux sur la période concernée
 - d. Autre option ?
- J. Pensez-vous qu'il soit utile de montrer la puissance mise à disposition sur la facture ?
 - a. Oui
 - b. Non
- K. Est-il utile de continuer à transmettre les index HI/LO dans un contexte où les volumes seront transmis par ToU ? A quelle(s) fin(s) ?

- a. Oui
- b. Non
- L. Quel profilage faudrait-il prévoir pour les points avec un compteur smart en régime de comptage 1 une fois les nouveaux ToU introduits et pourquoi ?
 - a. Option D-1.1
 - b. Option D-1.2
 - c. Option D-2
 - d. Autre option ? Laquelle ?
- M. Avez-vous d'autres éléments que vous aimeriez partager au sujet de ce document ?
- N. Voulez-vous que vos réponses restent confidentielles ? Si c'est le cas, vos réponses seront transmises de manière anonymisée à BRUGEL.

9.2 Réponses des acteurs de marché à la concertation de marché

Les réponses des acteurs ayant répondu à la concertation de marché sont repris ci-dessous. La numérotation des questions diffère légèrement entre la version francophone et néerlandophone de la note. En effet, les questions A et B de la note francophone sont fusionnées dans la version néerlandophone.

9.2.1 FEBEG

Le présent avis expose la position des entreprises membres de la FEBEG dans le cadre de la consultation organisée par Sibelga, relative aux réflexions préparatoires sur la mise en oeuvre d'une tarification évoluée basée sur l'introduction de 3 Times of Frame au niveau de la composante variable des tarifs de distribution à l'horizon 2028.

La FEBEG remercie Sibelga pour l'organisation de cette consultation et salue particulièrement l'approche positive de co-construction et de concertation mise en place. Cette démarche, qui vise à intégrer les besoins et contraintes des fournisseurs, constitue un levier essentiel pour garantir une mise en oeuvre efficace et rigoureusement préparée de cette évolution majeure que représente la tarification évoluée pour le système énergétique bruxellois.

De façon générale, et dans un contexte où l'ensemble des régions travaille actuellement au développement d'une structure tarifaire de réseau de type « Time of Use », la FEBEG insiste auprès de Sibelga, comme auprès de l'ensemble des GRD et autorités régionales, pour que les modalités d'application et la mise en oeuvre de cette tarification ToU soient au maximum harmonisées entre les régions. Compte tenu de la complexité de ces évolutions et de leurs importantes répercussions tant sur l'adaptation des systèmes que sur la compréhension pour le client, une telle introduction, sans concertation ni coordination interrégionale, risquerait de rendre les développements difficilement gérables et coûteux, en contradiction avec les objectifs de cohérence, d'harmonisation et de gestion efficiente des ressources.

1. Nombre de Times of Uses

Conformément au principe général d'harmonisation entre régions, la FEBEG recommande l'ajout d'une 4ème option, consistant à aligner complètement le modèle bruxellois, tant sur le nombre que sur la durée des TF et ToU, avec le modèle wallon de tarification incitative qui entrera en vigueur au 1.1.2026.

À défaut d'un alignement complet, la FEBEG préconise la mise en oeuvre de l'option A-3 « 5 ToU ». Pour la FEBEG, cette option présente les avantages suivants :

- Limite les développements dans les systèmes des fournisseurs d'un modèle spécifique pour Bruxelles, ce qui serait coûteux et complexe à implémenter et à gérer.
- Assure une cohérence des time frame (TF) entre les régions.
- Renforce les leviers d'optimisation en sourcing.
- Permet la création d'un delta prix suffisant pour inciter les clients à adapter leur comportement de consommation.

2. Intérêt à maintenir les TF Suppliers pour les compteurs intelligents en R1 et R3 dans la CMS

La FEBEG est favorable à la suppression de la communication des TF Supplier, à condition que cette mesure soit uniformément appliquée dans toutes les régions. Dans l'attente d'une harmonisation complète, nous préconisons le maintien temporaire de ces échanges afin d'éviter des exceptions complexes à gérer, et ce, compte tenu de leur impacts sur les processus.

3. Découplage des Time Frame et facture du client

La FEBEG préconise l'option B-1 "Billing based on ToU » qui permet d'éviter les divergences entre les signaux tarifaires liés à la commodité et ceux liés aux tarifs, et facilite la lecture et la compréhension pour le client.

Concernant les compteurs AMR, il serait pertinent, dans une optique future proof, que les volumes standardisés par ToU soient également transmis, afin d'assurer un traitement homogène de tous les clients raccordés à Sibelga (et d'éviter les exceptions). Une telle approche favoriserait aussi des produits cohérents et des offres plus comparables entre fournisseurs.

4. Traitement des weekends et jours fériés

La FEBEG préconise l'option C2 – Tarifs Jour/Soir/Nuit les weekends et jours fériés, déjà. retenue en Wallonie pour des raisons de sourcing. La FEBEG demande que cette approche soit étendue à tous les compteurs bruxellois, y compris les compteurs non intelligents, afin d'assurer une cohérence régionale et d'éviter des exceptions complexes à gérer.

5. Saisonnalité

La FEBEG estime qu'il pourrait être opportun d'introduire une saisonnalité à Bruxelles dans une optique d'harmonisation entre les régions (compte tenu des évolutions probables en Flandre), et de mieux corrélérer les signaux tarifaires avec les prix de marché. Cependant, une telle option complexifie la lisibilité pour le client.

La FEBEG recommande dès lors de garder cette option ouverte, en suivant les débats avec les autres régions.

6. ExV et avances de référence

La FEBEG partage le constat de Sibelga sur la complexité qu'une tarification ToU peut engendrer sur le nombre et la gestion des ExVs calculés, et soutient la nécessité de limiter les échanges aux seules informations indispensables.

Pour le sourcing et le calcul des acomptes, l'EAV est essentiel pour les fournisseurs. L'EMV par ToU pourrait suffire pour le sourcing pour autant qu'il soit transmis régulièrement et accompagné des 12 mois précédents l'acquisition.

En matière de facturation, il est essentiel de conserver EMV + EAV par ToU. Un système permettant de s'en passer ne serait envisageable qu'à l'échelle interrégionale, et non pour la seule région bruxelloise (à fortiori seulement pour certaines catégories de clients, un traitement par exception devait être évité).

Dés lors pour la FEBEG, la mise à disposition des informations suivantes est actuellement requise :

- a. EMV par ToU
- b. EAV par ToU
- c. EAV par TF.

La mise à disposition d'un élément supplémentaire tel que le « Power at disposal » s'avèrerait pertinent s'il intervient dans le calcul des frais GRD (cet élément n'est pas actuellement affiché sur la facture).

De manière générale, toutes les données nécessaires au calcul des frais réseaux doivent être accessibles pour permettre les vérifications et explications en cas de contestation.

7. Modèle d'allocation

La FEBEG plaide pour l'option D-1.1 "Aggregated curve by the supplier's portfolio", qui offre le meilleur compromis entre avantages et inconvénients pour chaque option par Sibelga. En outre, ce modèle sera appliqué en Flandre en 2026, s'en écarter pour Bruxelles représenterait une complexification majeure des systèmes, rendant ceux-ci quasiment ingérables et augmentant les coûts pour tous les acteurs.

Conclusion

En tenant compte de tout ce qui précède, la FEBEG réaffirme son engagement à accompagner Sibelga et l'ensemble des parties prenantes dans la mise en oeuvre d'une tarification évoluée, ambitieuse et cohérente pour le système énergétique bruxellois. L'harmonisation interrégionale, la simplicité pour le client et l'efficacité opérationnelle doivent rester au coeur des choix à venir. Dans cet esprit, la FEBEG demeure pleinement disponible pour poursuivre la concertation, partager son expertise et contribuer à un cadre tarifaire robuste, lisible et adapté aux enjeux de la transition énergétique.

9.2.2 European Commodities

European Commodities treedt op als BRP voor meerdere elektriciteitsleveranciers die actief zijn in Brussel (en de andere regio's in België). We voorspellen ook de verbruiken van de leveranciers voor de volgende dag en kopen de nodige volumes aan op de Day-Ahead Market. We moeten dus de gealloceerde volumes goed kunnen voorspellen om de onbalans en de daarbij komende kosten onder controle te kunnen houden.

We reageren daarom niet op de gridfee-gerelateerde zaken van onderstaande consultatie, maar zullen wel impact ondervinden van de keuze met betrekking tot de informatie-uitwisseling en allocatie:

- F. Moeten de volgende gegevens worden verstrekt als onderdeel van de geavanceerde tarifiering voor slimme meters die maandelijks op afstand worden uitgelezen? En zo ja, waarom?
- a) EMV per ToU → ja, om voldoende info te hebben om de te leveren volumes goed te kunnen forecasten (zeker bij allocatie variant D-1.2 waarbij de volumes per ToU worden gebruikt)
 - b) EAV per ToU → ja, indien EMV per ToU niet mogelijk (D-1.2)
 - c) EMV per TF
 - d) EAV per TF
 - e) Referentievoorschot in de maand van de afrekening

→ In het ideale geval zou de BRP deze gegevens rechtstreeks ontvangen, en hiervoor niet op de leverancier moeten steunen (operationele robuustheid)

- G. Zijn de volgende informatie-elementen nuttig in het kader van de gegevensuitwisseling tussen de DNB en de leverancier?
- a) kWh per ToU → ja, als aanvulling op de info uit vraag F
 - b) kWh per TF
 - c) Totale kWh over de betreffende periode
 - d) Andere optie?

→ In het ideale geval zou de BRP deze gegevens rechtstreeks ontvangen, en hiervoor niet op de leverancier moeten steunen (operationele robuustheid)

- K. Welke profilering moet worden voorzien voor punten met een slimme meter in meetregime 1 zodra de nieuwe ToU zijn ingevoerd en waarom?
- a) Optie D-1.1
 - b) Optie D-1.2
 - c) Optie D-2
 - d) Andere optie ? Welke ?

→ Onze voorkeur gaat uit naar een uniforme methodologie over alle regio's, dus een afstemming tussen Vlaanderen, Brussel en Wallonië; indien Vlaanderen optie D-1.1 blijft hanteren, verkiezen we dus ook deze optie in Brussel.

Indien er in de andere regio's evoluties mogelijk zijn, geniet optie D-1.2 onze algemene voorkeur, maar het belang van uniformiteit over de regio's is voor ons groter.

Een nieuwe referentiecurve (optie D-2) lijkt ons zeker niet wenselijk.

L. Heeft u nog andere informatie die u over dit document wilt delen?

→ Neen

M. Wilt u dat uw antwoorden vertrouwelijk blijven? In dat geval worden uw antwoorden op anonieme wijze doorgestuurd naar BRUGEL.

→ Neen

9.2.3 VEB

Hieronder vindt u de vragen die aan marktspelers zijn gesteld met betrekking tot de introductie van nieuwe ToU in 2028.

a. Optie A-1 : 3 ToU

b. Optie A-2 : 4 ToU

c. Optie A-3 : 5 ToU

d. Optie A-4 : anders - gelieve te verduidelijken

e. Ziet u nog een voordeel in het behouden van de TF-leveranciers voor slimme meters in regime 1 en regime 3 binnen de CMS? **Nee**

f. Ja en waarom

B. Welke gegevensgranulariteit wil ik ontvangen in gridfee-berichten en waarom?

a. Optie B-1 : per ToU

b. Optie B-2 : per TF gridfee

C. Welke optie ondersteunt u voor de behandeling van weekenden en feestdagen in de nieuwe tariefstructuur voor telegelezen slimme meters en waarom?

a. Optie C-1 : Nachttarief in het weekend en op feestdagen

b. Optie C-2 : Dag-/avond-/nachttarieven in het weekend en op feestdagen

c. Een andere optie? Welke?

D. Ziet u een voordeel in het ontvangen van gestandaardiseerde volumes volgens de nieuwe ToU voor AMR-meters, ook al blijven de AMR-tarieven ongewijzigd? **NEE**

E. Denkt u dat het nuttig is om seizoensinvloeden te introduceren in de nettarieven of bij het opstellen van ToU, en waarom? **Nee, te complex voor de klant**

F. Moeten de volgende gegevens worden verstrekt als onderdeel van de geavanceerde tarifiering voor slimme meters die maandelijks op afstand worden uitgelezen? En zo ja, waarom?

a. EMV per ToU

b. EAV per ToU

c. EMV per TF

d. EAV per TF

e. Referentievoorschot in de maand van de afrekening

G. Zijn de volgende informatie-elementen nuttig in het kader van de gegevensuitwisseling tussen de DNB en de leverancier?

a. kWh per ToU

b. kWh per TF

c. Totale kWh over de betreffende periode

d. Andere optie?

H. Is het relevant om de volgende informatie met betrekking tot het volume-gebaseerd deel van de grid fee weer te geven op de factuur in het kader van een geavanceerde tarifiering?

a. kWh per ToU

b. kWh per TF

c. Totale kWh over de betreffende periode

d. Andere optie?

I. Vindt u het nuttig om het ter beschikking gestelde vermogen op de factuur te tonen?

a. Ja

b. Nee

J. Is het nuttig om de HI/LO-indexen te blijven doorgeven in een context waarin de volumes per ToU worden doorgegeven? Met welk(e) doel(en)?

a. Ja

b. Nee

K. Welke profilering moet worden voorzien voor punten met een slimme meter in meetregime 1 zodra de nieuwe ToU zijn ingevoerd en waarom?

a. Optie D-1.1

b. Optie D-1.2

c. Optie D-2

d. Andere optie ? Welle ?

L. Heeft u nog andere informatie die u over dit document wilt delen?

M. Wilt u dat uw antwoorden vertrouwelijk blijven? In dat geval worden uw antwoorden op anonieme wijze doorgestuurd naar BRUGEL

9.2.4 Acteur confidentiel

Hieronder vindt u onze antwoorden:

A) Optie A-3 – in kader van harmonisering en verschuiven van verbruik naar zonne-uren.

B) Geen voorkeur – wel nood aan harmonisering tussen regio's.

C) Optie C-2.

D) Neen

E) Neen

F) Per ToU – nodig voor forecasting, afhankelijk van uiteindelijke allocatie-methode (vraag K).

G) Per ToU en per TF - Ja

- H) Ja
- I) Ja
- J) Ja – in kader van datakwaliteit en -volledigheid tijdens de transitie
- K) Optie D.2 – zoals in huidig allocatiemodel, maar met nieuwe ToU.
- L) Onze voornaamste zorg is harmonisering over de regio's en duidelijke regels, zodat we onze producten goed kunnen definiëren en onze risico's beheersbaar kunnen houden.
- M) Vertrouwelijk blijven