



CWaPE

Etude relative à la mise en œuvre d'une nouvelle structure tarifaire applicable aux utilisateurs du réseau de distribution en basse tension

19 décembre 2023

Auteur : GeekCo SRL



1 Table des matières

1	Table des matières	2
2	Objet.....	4
3	Phase 1 - Détermination des profils de consommation illustratifs et évaluation de leur potentiel de déplacement de charge.....	4
3.1	Données de base	4
3.2	Détermination d'une trentaine de profils de consommation illustratifs	5
3.2.1	Sélection de 8 profils professionnels en basse tension.....	6
3.2.2	Sélection de 25 profils résidentiels en basse tension	13
3.3	Evaluation du potentiel de déplacement de charge des différents profils.....	24
3.4	Synthèse des profils sélectionnés	28
4	Phase 2 : Simulations tarifaires	30
4.1	Sélections des structures tarifaires	30
4.2	Calibrage des tarifs	32
4.2.1	Tarifs de réseau	32
4.2.2	Tarifs de la <i>commodity</i>	34
4.2.3	Autres tarifs.....	34
4.3	Synthèse des structures tarifaire	35
4.3.1	Structures tarifaires avec les tensions des coûts de réseau.....	35
4.3.2	Structures tarifaires avec les tensions de la <i>commodity</i>	37
4.4	Résultats des simulations tarifaires.....	39
4.4.1	Cas du profil P_DcVE2	39
4.4.2	Simulations tarifaires sur l'ensemble des profils	43
5	Analyses et recommandations	46
5.1	Analyse des simulations sur les différentes structures tarifaires.....	46
5.2	Simulations des structures tarifaires 4, 8, 12 et 13 avec le terme capacitaire incitatif à 0 €/kW 50	
5.3	Hauteur des gains des structures tarifaires incitatives 4, 12 et 13 avec le terme capacitaire incitatif à 0 €/kW	50
5.4	Simulations des coûts de réseau et de la <i>commodity</i> distinctement pour la structure tarifaire 12 54	
5.5	Attrait du tarif simple par rapport au tarif bihoraire dans la structure tarifaire 12 avec un terme incitatif à 0 €/kW	55



5.6	Recommandations finales quant à la structure tarifaire à adopter en Région wallonne pour les tarifs de réseau	57
6	Annexes	59
6.1	Impact à la hausse (+) ou à la baisse (-) pour tous les profils, des structures tarifaires 1 à 14 sur les coûts de réseau et de <i>commodity</i> par rapport aux coûts de la structure tarifaire 0, sans optimisation des charges (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire 0 ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro).....	59
6.2	Pertes (+) et gains (-) financiers potentiels minimums et maximums pour les structures tarifaires 1 à 14 d’opter pour la tarification incitative pour tous les profils en fonction de leur capacité à déplacer leurs charges flexibles (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire standard sans déplacement de charge du profil ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro)	67
6.3	Gains financiers maximums (-) pour les structures tarifaires 1 à 14 pour tous les profils réussissant à optimiser le déplacement de leurs charges flexibles tant en structure standard qu’en structure incitative, en comparaison avec le profil de base en structure standard (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire standard sans déplacement de charge du profil ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro)	72
6.4	Simulations tarifaires sur les structures 4, 12 et 13 avec le terme capacitaire incitatif fixé à 0 €/kW	77
6.4.1	Impact à la hausse (+) ou à la baisse (-) pour tous les profils, sur les coûts de réseau et de <i>commodity</i> par rapport aux coûts de la structure tarifaire 0, sans optimisation des charges (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire 0 ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro)	77
6.4.2	Pertes (+) et gains (-) financiers potentiels minimums et maximums d’opter pour la tarification incitative pour tous les profils en fonction de leur capacité à déplacer leurs charges flexibles (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire standard sans déplacement de charge du profil ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro).....	78
6.4.3	Gains financiers maximums (-) pour tous les profils réussissant à optimiser le déplacement de leurs charges flexibles tant en structure standard qu’en structure incitative, en comparaison avec le profil de base en structure standard (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire standard sans déplacement de charge du profil ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro)	80



2 Objet

Dans le cadre de son marché public n° CD – 2023.03.23 – structure tarifaire – du 23 février 2023, la CWaPE a souhaité se faire accompagner pour étudier la mise en œuvre d'une nouvelle structure tarifaire applicable aux utilisateurs du réseau de distribution basse tension.

Plus précisément, sont concernés par cette étude les utilisateurs du réseau raccordés en basse tension dont la puissance de raccordement au réseau est inférieure ou égale à 56 kVA ainsi que les utilisateurs du réseau raccordés en basse tension dont la puissance de raccordement au réseau est supérieure à 56 kVA mais pour lesquels aucun terme capacitaire basé sur la puissance de prélèvement n'est actuellement applicable.

Cette nouvelle structure tarifaire fera, conformément à l'article 88 de la méthodologie tarifaire 2025-2029, l'objet de lignes directrices de la CWaPE et entrera en vigueur au 1^{er} janvier 2026.

La présente étude se décompose en trois phases. La première phase vise à déterminer une trentaine de profils de consommation illustrant les échanges électriques avec le réseau de certaines catégories d'utilisateurs raccordés en basse tension. Le potentiel de déplacement de charge de ces profils en vue de répondre aux signaux tarifaires sera par ailleurs identifié.

La deuxième phase vise à simuler différentes structures tarifaires sur la trentaine de profils identifiés et d'évaluer leur caractère incitatif quant à l'activation chez les utilisateurs du réseau de leur potentiel de déplacement de charges.

Enfin, l'étude se clôturera par l'analyse des résultats des simulations et des recommandations quant à la future structure tarifaire à implémenter en Région wallonne.

Il faut enfin noter que la tarification spécifique au partage d'énergie, à savoir les échanges de pair à pair, les autoconsommations collectives et les communautés d'énergie, ne fait pas partie du périmètre de la présente étude.

3 Phase 1 - Détermination des profils de consommation illustratifs et évaluation de leur potentiel de déplacement de charge

3.1 Données de base

Une trentaine de profils de consommation illustrant les échanges électriques avec le réseau de certaines catégories d'utilisateurs raccordés en basse tension a été déterminée en collaboration avec la CWaPE et les GRD wallons. Il s'agit de profils réels et non de moyenne statistique de profils de consommation, ce qui permet d'avoir des simulations beaucoup plus justes pour les structures tarifaires avec une composante capacitaire. Cependant, même si ces profils illustrent une grande variété de catégories d'utilisateur du réseau, ils ne peuvent à eux seuls représenter l'ensemble des cas d'usage du réseau.



Les gestionnaires de réseau de distribution wallons ont fourni, dans le cadre de cette étude, des profils annuels quart-horaires de consommation et de production réels en basse tension.

Ainsi, 574 profils quart-horaires réels mesurés du 1^{er} aout 2022 au 31 juillet 2023 ont été reçus d'ORES et 38 profils quart-horaires réels mesurés du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2022 ont été reçus de RESA.

A côté de ces profils, SIBELGA a également fourni dix profils quart-horaires annuels mesurés du 1^{er} janvier 2023 au 31 aout 2023, relatifs à des bornes de recharge publiques pour véhicule électrique, d'une puissance soit de 2x11 kW, soit de 2x7,4kW.

Seuls les profils n'ayant pas subi de changement durant l'année de mesure, à savoir pas de variation dans les consommations ou dans la production laissant croire à l'investissement dans des nouveaux appareils de consommation ou de nouvelles unités de production électriques, pas de changement de fournisseur ou de déménagement sur le point d'accès, et disposant d'un taux de relève réel des index quart-horaires suffisamment élevé, à savoir de 99%, ont été conservés.

Les clients bénéficiant du tarif social spécifique n'ont pas été retenus car, sauf évolution du cadre légal fédéral, le signal prix que ces derniers reçoivent est et restera indépendant des tarifs de réseau en Région wallonne, des tarifs relatifs à la *commodity* et de la tarification incitative voulue par le régulateur régional.

Il est important de noter que l'hiver 2022-2023 a été marqué par une baisse structurelle importante des consommations électriques, due à la crise des prix et une météo clémente. Cette baisse de consommation se retrouvera, peu ou prou, dans les profils reçus.

Enfin, ORES a également simulé 32 profils quart-horaires annuels théoriques liés spécifiquement à la consommation de bornes de recharge pour véhicule électrique à domicile et 39 autres profils liés spécifiquement à la consommation de pompes à chaleur à domicile. Aucun profil de consommation de bornes de recharge privée avec un véhicule de type *plug-in* hybride n'a été considéré cependant.

La prise en compte de ces profils théoriques a été rendue nécessaire, tant parce que les profils quart-horaires réels mesurés ne proposaient pas de consommations liées à la recharge d'un véhicule électrique durant toute l'année, tant parce qu'il était hasardeux d'extraire ces charges spécifiques de la courbe de consommation annuelle de l'utilisateur du réseau pour ensuite tenter de l'optimiser avec les signaux-prix (voir 3.3).

En outre, il est important de noter que ces profils théoriques ne sont pas du tout optimisés en fonction des signaux tarifaires actuels, ni d'une volonté d'autoconsommer un maximum en ce qui concerneraient les *prosumers*. Ils correspondent à des besoins de consommation en matière de recharge privée pour véhicule électrique ou de chaleur, hors contrainte financière.

3.2 Détermination d'une trentaine de profils de consommation illustratifs

Parmi l'ensemble des données reprises à la section 3.1 précédente, la trentaine de profils suivants a été sélectionnée.



3.2.1 Sélection de 8 profils professionnels en basse tension

- **Un profil d'une borne de recharge publique de 2x11 kW pour véhicule électrique (P_BChar)** sur le territoire de SIBELGA. Les données manquantes de septembre à décembre ont été reconstituées sur base des données de janvier à avril 2023, en respectant les jours de la semaine. La consommation annuelle ainsi obtenue de cette borne est de 27.848 kWh, en compteur simple tarif, avec une puissance de raccordement de 22,17 kVA. Parmi les profils mis à disposition par SIBELGA, la borne avec la plus grande consommation annuelle et dont le profil journalier était similaire à la majorité des profils de bornes de recharge publiques reçus a été sélectionnée.
- **Un profil d'éclairage public (P_EP)** avec une consommation en compteur simple tarif de 1.691.046 kWh pour une puissance de raccordement de 424 kVA. Ce profil a été sélectionné parmi les deux profils reçus du GRD RESA. Ces profils présentaient des courbes de charge presque identiques, nous avons sélectionnés celui avec la consommation la moins élevée.

Le graphique ci-dessous, ainsi que les suivants, représentent la moyenne (lignes continues horizontales) et l'écart-type (lignes continues verticales), pour le profil réel sélectionné et un profil synthétique de charge (SLP) de référence. La moyenne et l'écart-type sont calculés pour chaque 96 quart d'heure d'une journée (valeurs en abscisse de 0 à 95) sur tous les jours de l'année des deux profils normalisés.

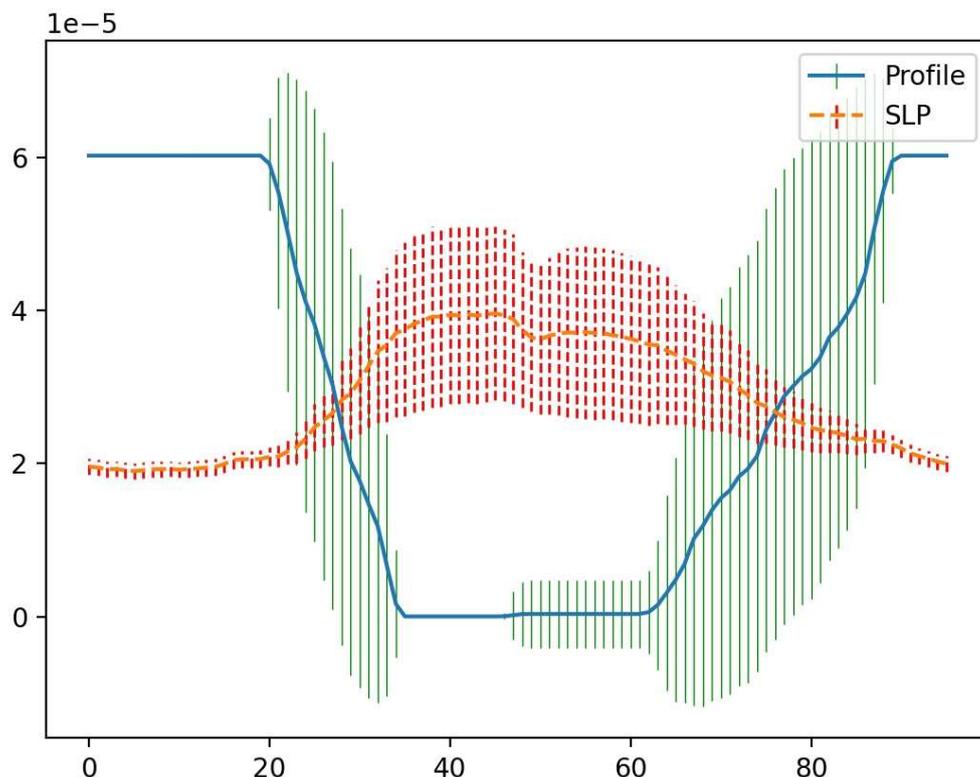


Figure 1 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_EP par rapport au SLP S12 par quart d'heure

- **Trois profils d'utilisateur de réseau professionnels avec une puissance de raccordement inférieure ou égale à 56 kVA.** Les profils pour lesquels un code NACEBEL était renseigné ont été retenus, ce afin d'utiliser trois profils différents et illustrant le tissu sectoriel de l'économie wallonne¹ et de la répartition des PME en fonction de leur secteur d'activité² : à savoir le secteur public, les services et l'horeca³. Parmi ces profils, les profils normalisés dont la courbe de consommation était dans les plus proches du profil synthétique S11 ont été retenus. Mis à part le troisième profil sélectionné, les deux autres correspondent à la tranche de consommation Eurostat la (moins de 20 MWh).

¹ Source : <https://www.iweeps.be/indicateur-statistique/tissu-sectoriel-de-leconomie-wallonne/>

² Graydon, UNIZO, UCM, Le rapport PME 2022 – Aperçu de l'état de santé économique et financière des PME belges, p34

³ Pour le secteur de la construction, le troisième secteur PME en importance en Région wallonne aucun profil n'a été fourni par les GRD. S'agissant principalement de consommation hors siège, nous n'avons pas retenu plus spécifiquement ce secteur. Pour le secteur de l'industrie, le quatrième secteur PME en importance en Région wallonne, a été sélectionné ci-après dans les utilisateurs avec une puissance de raccordement supérieure à 56 kVA (profil P_lb1). Enfin, pour le commerce de détail, cinquième secteur PME en importance, à défaut de profils reçus exploitables, les profils de consommation de ces derniers peuvent s'apparenter en majeure partie à celui retenu pour le secteur public (profil P_la1).



- **P_la1** : client avec une consommation annuelle de 13.201 kWh en bihoraire (heures pleines : 7583 kWh ; heures creuses : 5619 kWh) et une puissance de raccordement de 14,3 kVA, appartenant au code NACEBEL 84114 (**Administration publique communale**, sauf CPAS). La consommation se concentre durant la journée, du lundi au vendredi.

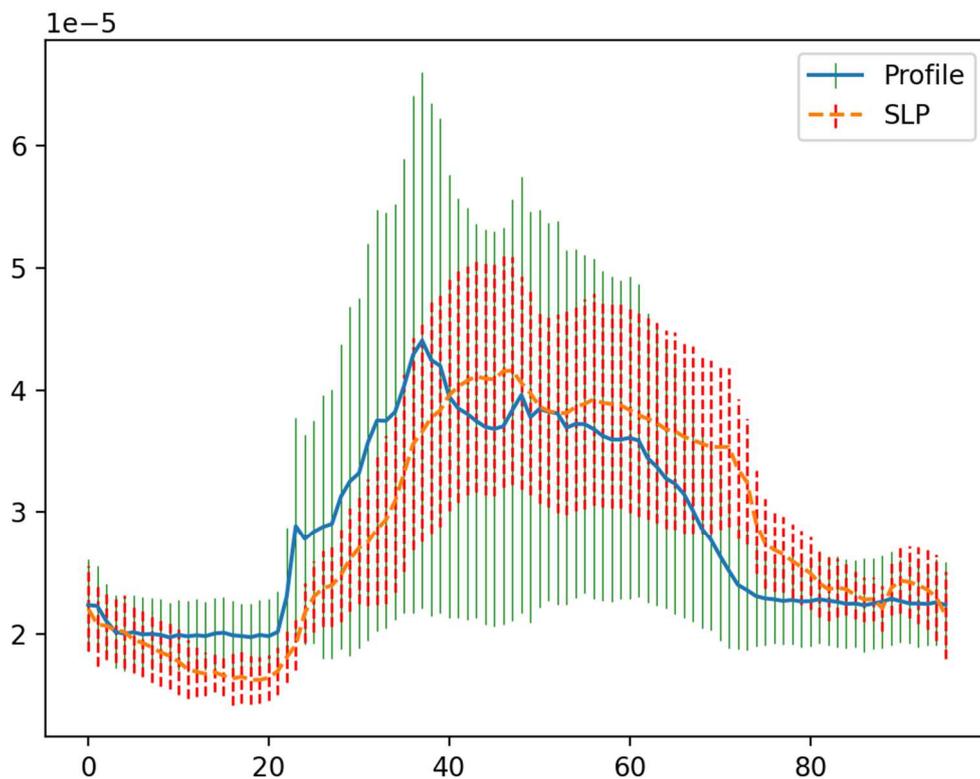


Figure 2 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_la1 par rapport au SLP S11 par quart d'heure

- **P_la2** : client avec une consommation annuelle de 12.779 kWh en bihoraire (heures pleines : 6.490 kWh ; heures creuses : 6.289 kWh) et une puissance de raccordement de 10 kVA, appartenant au code NACEBEL 62020 (**Conseil informatique**). Les pointes de consommation s'observent tant en journée qu'en soirée, et au vu de la consommation importante du weekend, nous supposons que le siège social de cette société coïncide avec un domicile privé.

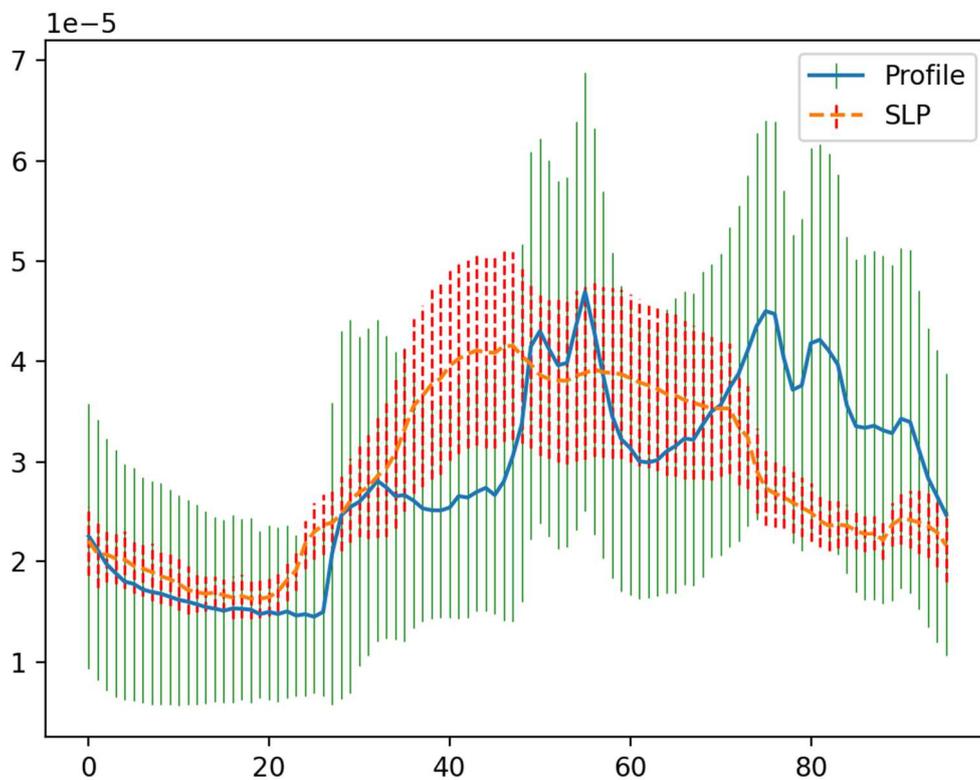


Figure 3 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_la2 par rapport au SLP S11 par quart d'heure

- **P_la3** : client avec une consommation annuelle de 30.454 kWh en bihoraire (heures pleines : 12.994 kWh ; heures creuses : 17.460 kWh) et une puissance de raccordement de 23,9 kVA, appartenant au code NACEBEL 55204 (**Chambres d'hôtes**). La consommation se concentre principalement sur la soirée, avec une intensité plus forte les soirs de weekend (vendredi et samedi).

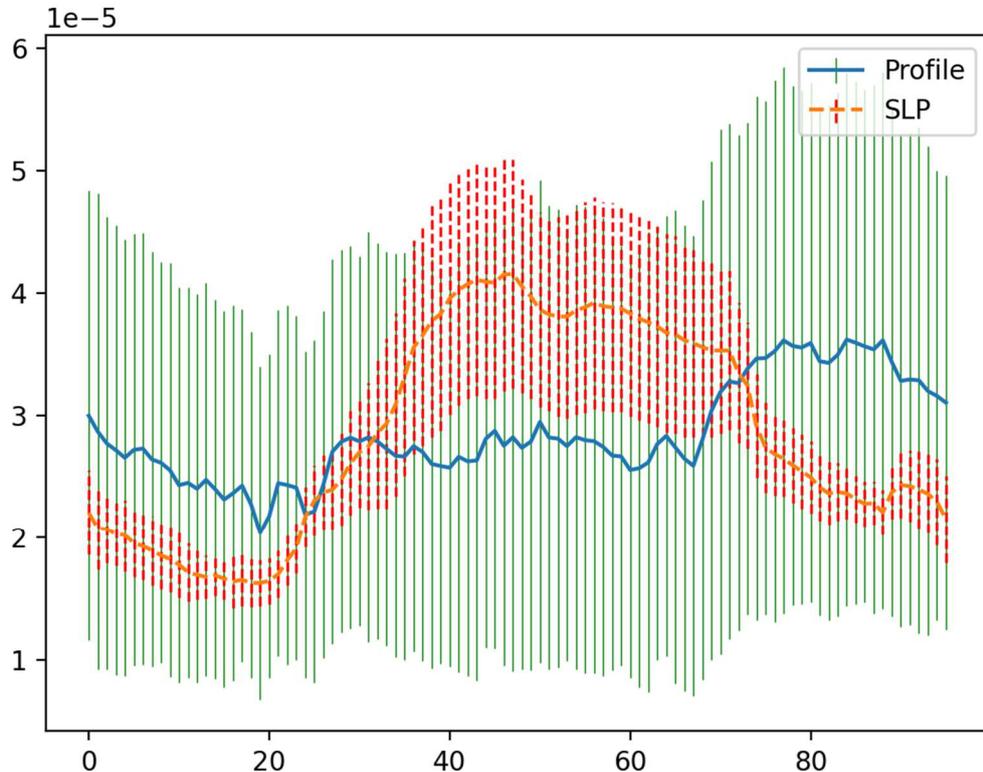


Figure 4 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_la3 par rapport au SLP S11 par quart d'heure

- **Trois profils d'utilisateurs de réseau professionnels avec une puissance de raccordement supérieure à 56 kVA.**

Ayant reçu très peu de profils correspondant à cette catégorie, nous en avons sélectionné les profils ci-après. Mis à part le premier profil sélectionné, les deux autres correspondent à la tranche de consommation Eurostat Ib (20 MWh à 500 MWh).

- **P_ib1** : client avec une consommation annuelle de 16.044 kWh en bihoraire (heures pleines : 10.070 kWh ; heures creuses : 5.974 kWh) et une puissance de raccordement de 56,1 kVA, appartenant au code NACEBEL 84114 (Administration publique communale, sauf CPAS). La consommation se concentrant en soirée du mardi au vendredi, et un petit peu les jours du weekend. Nous supposons dès lors qu'il s'agit d'un point de consommation relatif à des **activités communales de loisir**, comme par exemple un complexe sportif.

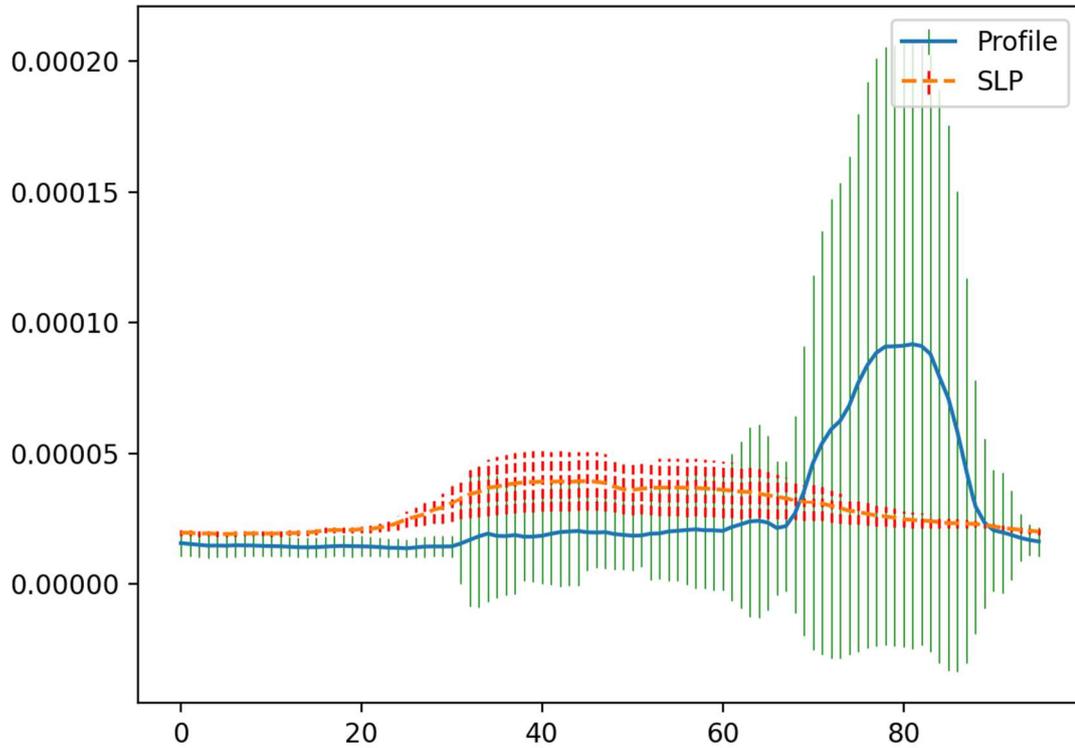


Figure 5 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_lb1 par rapport au SLP S12 par quart d'heure

- **P_lb2** : client avec une consommation annuelle de 57.633 kWh en bihoraire (heures pleines : 32.099 kWh ; heures creuses : 25.533 kWh) et une puissance de raccordement de 58,65 kVA, dont les codes NACEBEL sont notamment le 56101 (**Restauration** à service complet) et le 56301 (**cafés et bars**).

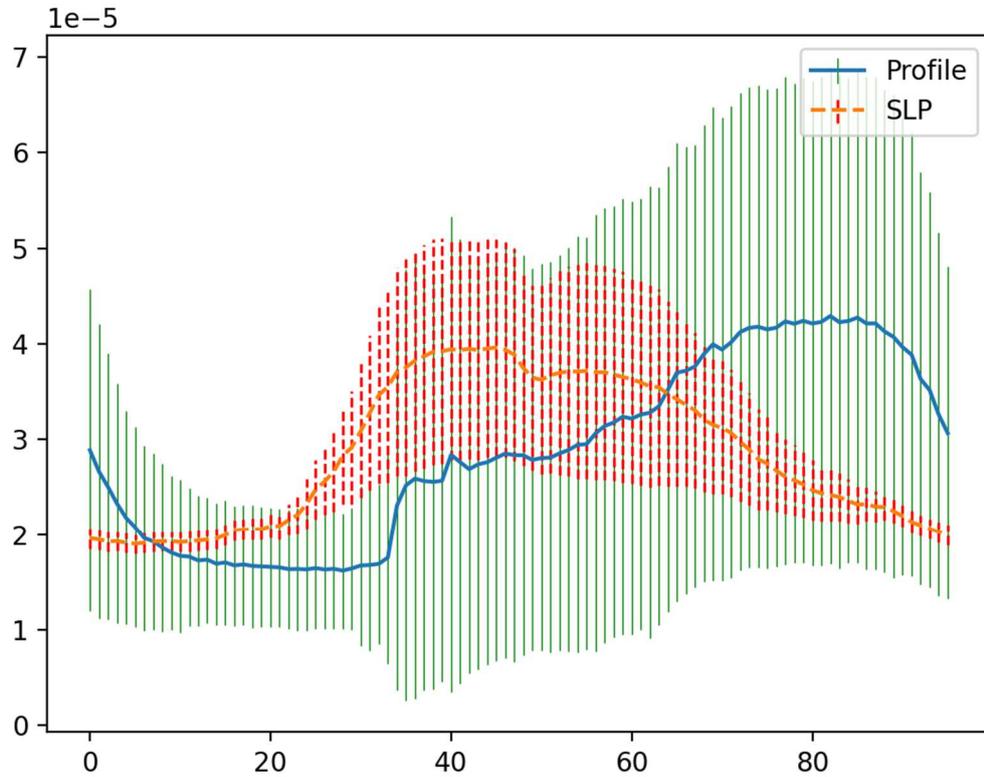


Figure 6 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_lb2 par rapport au SLP S12 par quart d'heure

- **P_lb3** : client avec une consommation annuelle de 25.573 kWh en bihoraire (heures pleines : 17.515 kWh ; heures creuses : 8.058 kWh) et une puissance de raccordement de 69 kVA, appartenant au code NACEBEL 25620 (**Usinage**).

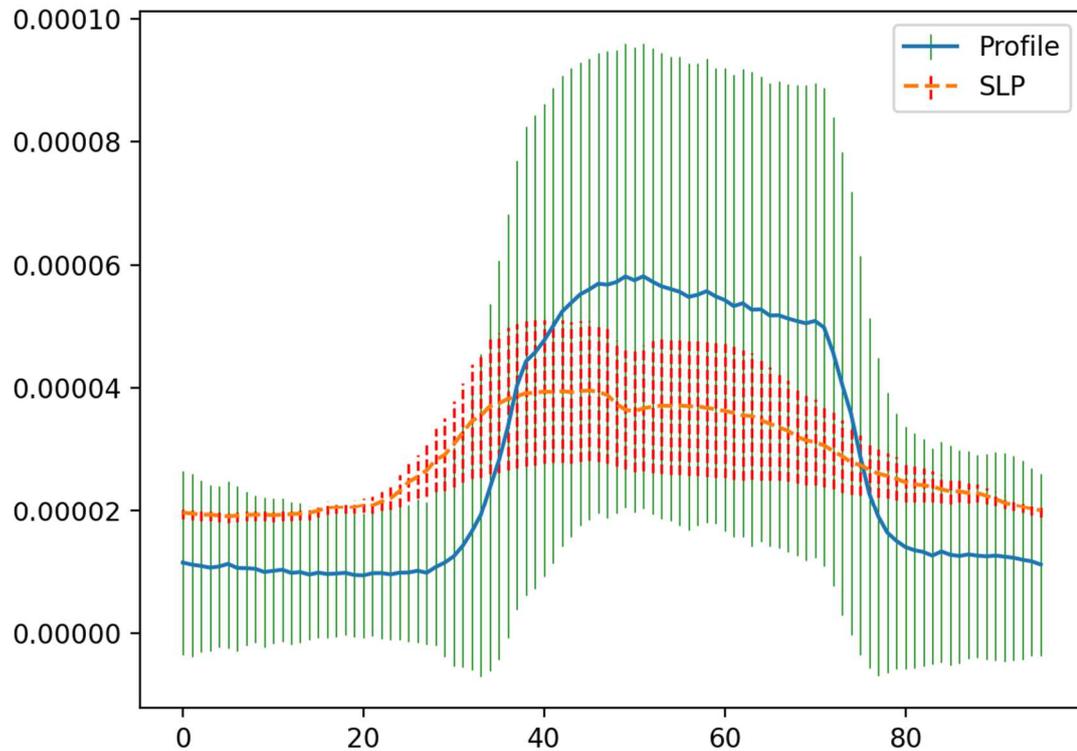


Figure 7 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_lb3 par rapport au SLP S12 par quart d'heure

3.2.2 Sélection de 25 profils résidentiels en basse tension

- **Un profil (P_Da)** avec une consommation annuelle de 977 kWh en simple tarif, avec une puissance de raccordement de 9,2 kVA, correspondant à la **tranche de consommation Eurostat Da** (moins de 1.000 kWh). Parmi tous les profils Da reçus des GRD wallons, un profil normalisé dont la courbe de consommation était dans les plus proches du profil synthétique S21 a été retenu.

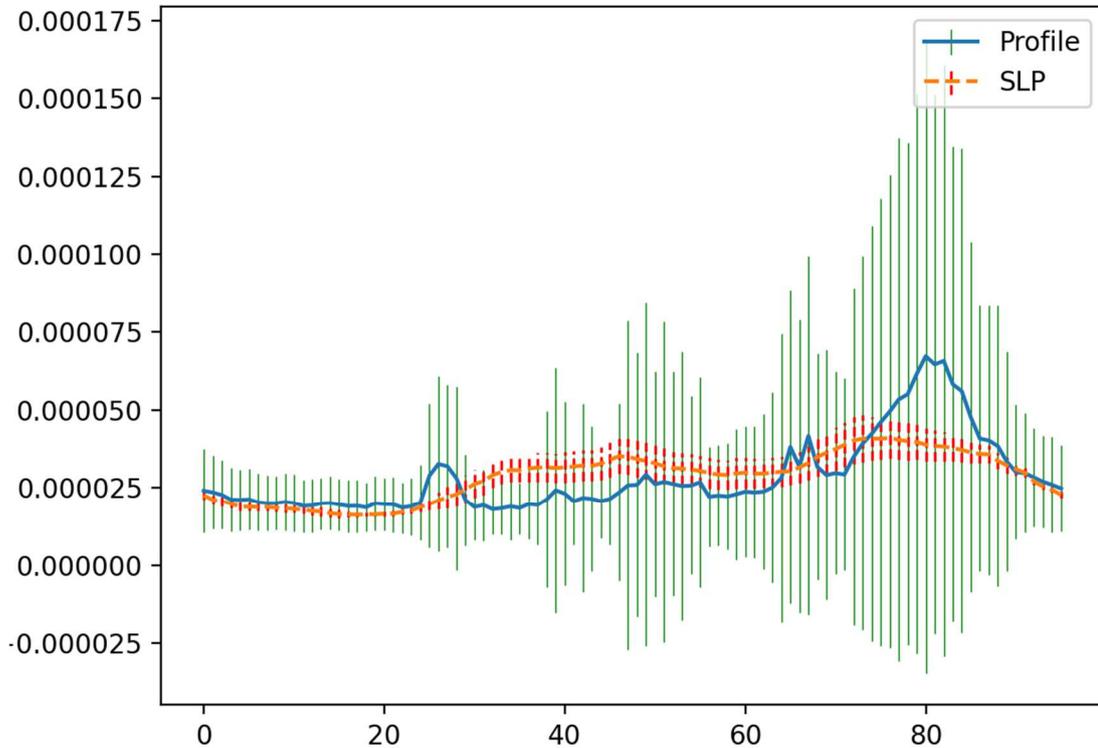


Figure 8 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_Da par rapport au SLP S21 par quart d'heure

- **Un profil (P_Db)** avec une consommation annuelle de 2.077 kWh en simple tarif, et une puissance de raccordement de 9,2 kVA, correspondant à la **tranche de consommation Eurostat Db** (1.000 kWh à 2.500 kWh). Parmi tous les profils Db reçus des GRD wallons, un profil normalisé dont la courbe de consommation était dans les plus proches du profil synthétique S21 a été retenu.

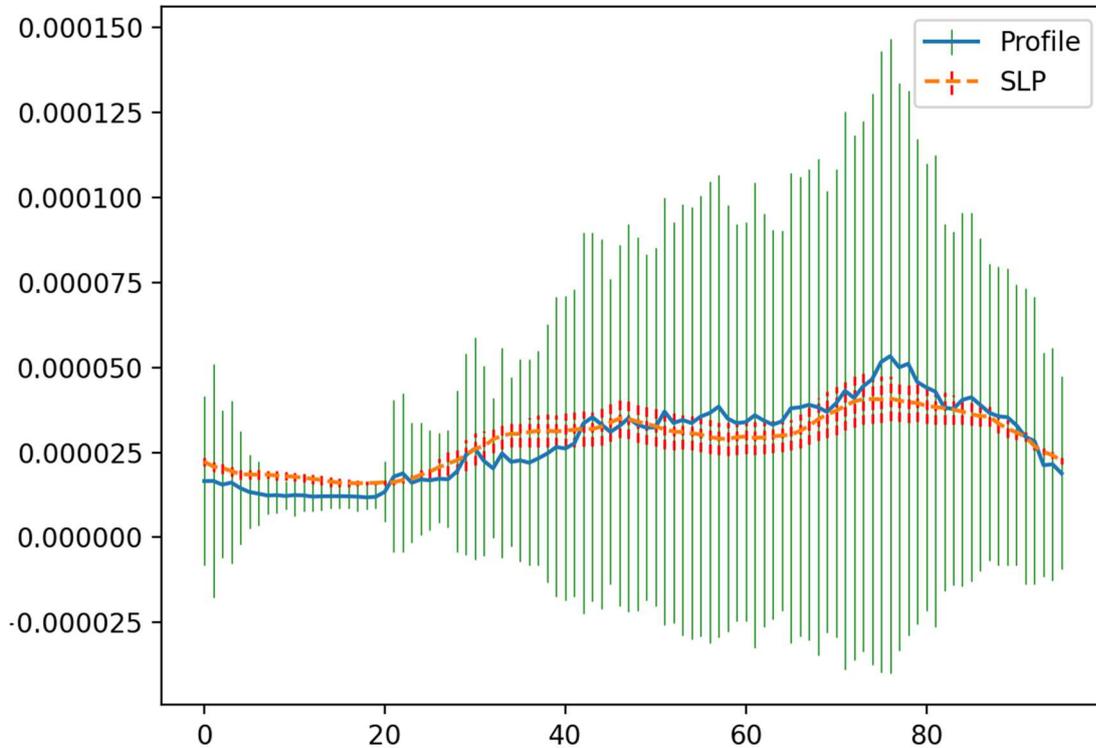


Figure 9 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_Db par rapport au SLP S21 par quart d'heure

- **Dix profils correspondant à la tranche de consommation Eurostat Dc** (2.500 kWh à 5.000 kWh), parmi lesquels certains sont également *prosumers*, auxquels sont ajoutés, le cas échéant, de la consommation liée à de nouveaux usages électriques.
 - o **Un profil (P_Dc)** avec une consommation annuelle de 3.408 kWh en bihoraire (heures pleines : 1.634 kWh ; heures creuses : 1.774 kWh), et une puissance de raccordement de 11,5 kVA. Parmi tous les profils Dc reçus des GRD wallons, un profil normalisé dont la courbe de consommation était dans les plus proches du profil synthétique S21 a été retenu et **dont la consommation est proche du client Dc1⁴** communément retenu par la CWaPE comme le **client résidentiel wallon moyen**. Le profil du client montre très clairement que ce dernier active la flexibilité de ses usages durant les périodes d'heures creuses (à savoir de 22h à 7h durant les jours de semaine et, à l'inverse, plutôt en journée durant les heures du weekend).

⁴ Client consommant 3500 kWh par an en tarification bihoraire (heures pleines 1600 kWh ; heures creuses 1900 kWh)

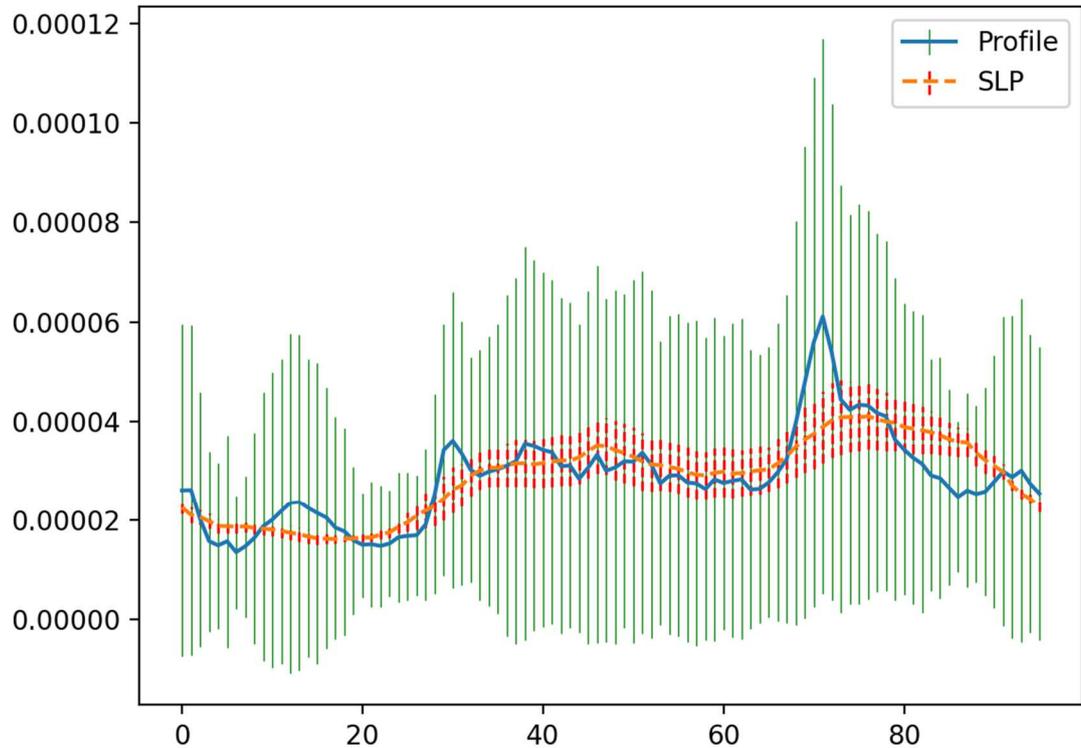


Figure 10 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_{Dc} par rapport au SLP S21 par quart d'heure

- **Un profil *prosumer* (P_{DcPV})** avec un prélèvement annuel brut de 2.530 kWh en bihoraire (heures pleines : 1.266 kWh ; heures creuses : 1.264 kWh), une injection annuelle brute de 2.681 kWh avec une puissance nette développable de son installation photovoltaïque de 3,68 kWe et une puissance de raccordement de 11,5 kVA, correspondant à la tranche de consommation Eurostat Dc (2.500 kWh à 5.000 kWh). Parmi tous les profils Dc *prosumer* reçus des GRD wallons, le profil dont le volume d'injection brute est le plus proche du volume de prélèvement brut a été sélectionné.

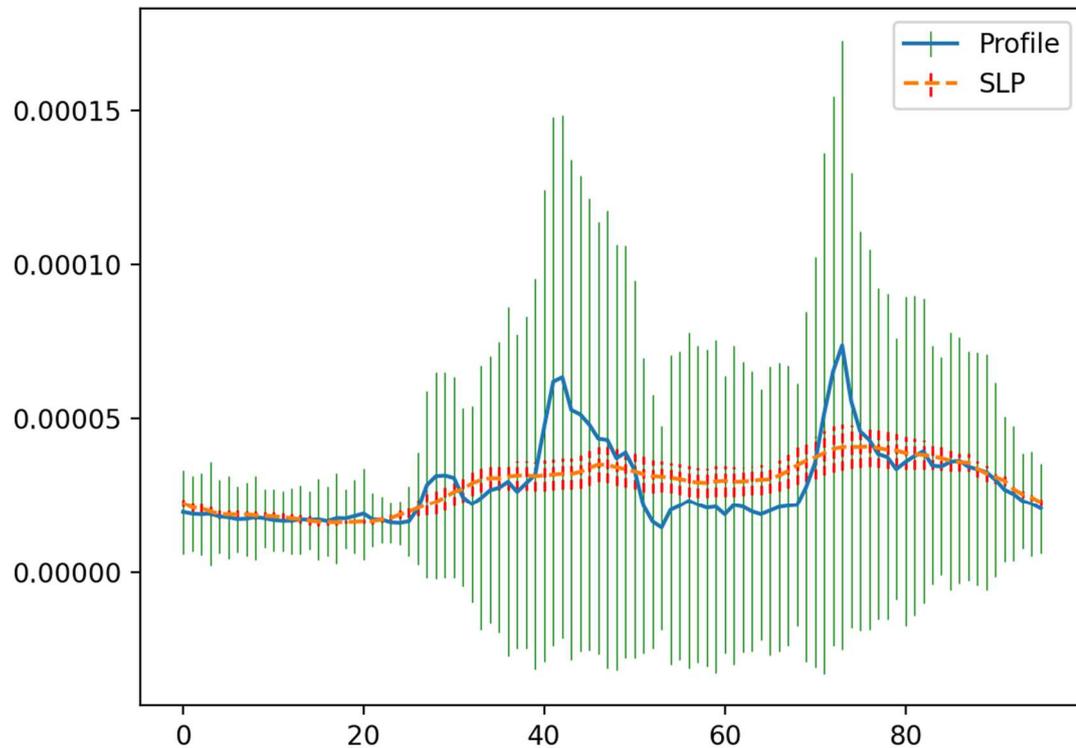


Figure 11 Moyennes et écart-types journaliers du profil de prélèvement P_DcPV par rapport au SLP S21 par quart d'heure

- **Au profil P_Dc**, les nouveaux usages suivants ont été additionnés, sur base des profils théoriques fournis par ORES, pour créer de nouveaux profils
 - **Une borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de **3,7 kW** et une batterie de 26,8 kWh, avec pour le total du profil une consommation annuelle de 7.380 kWh en bihoraire (heures pleines 3.841 kWh ; heures creuses : 3.539 kWh), la puissance de raccordement est maintenue à 11,5 kVA (**profil P_DcVE1**).
 - **Une borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de **7,4 kW** et une batterie de 77 kWh, avec pour le total du profil une consommation annuelle de 11.722 kWh en bihoraire (heures pleines 6.520 kWh ; heures creuses : 5.202 kWh), la puissance de raccordement est maintenue à 11,5 kVA (**profil P_DcVE2**).
 - **Une borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de **11 kW** et une batterie de 77 kWh, avec pour le total du profil une consommation annuelle de 11.996 kWh en bihoraire (heures pleines 6.683 kWh ; heures creuses : 5.314 kWh), la puissance de raccordement est augmentée à 15,9 kVA (**profil P_DcVE3**).



- **Une pompe à chaleur** air-eau, pour une habitation de 129 m² de 3 personnes dotée d'une isolation moyenne, eau chaude sanitaire comprise⁵, avec pour le total du profil une consommation annuelle de 7.502 kWh en bihoraire (heures pleines 3.718 kWh ; heures creuses : 3.784 kWh), la puissance de raccordement est maintenue à 11,5 kVA (**profil P_DcPAC**).
- **La combinaison de la borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de **7,4 kW** et une batterie de 77 kWh du profil P_DcVE2 **avec la pompe à chaleur** du profil P_DcPAC, avec pour le total du profil une consommation annuelle de 18.555 kWh en bihoraire (heures pleines 8.604 kWh ; heures creuses : 7.212 kWh), la puissance de raccordement est augmentée à 12,7 kVA (**profil P_DcVEPAC**).
- **Au profil P_DcPV**, les nouveaux usages suivants ont été additionnés, sur base des profils théoriques fournis par ORES, pour créer de nouveaux profils
 - Le même profil de **borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de **7,4 kW** et une batterie de 77 kWh, que pour le profil P_DcVE2, avec pour le total du profil un prélèvement brut annuel de 10.426 kWh en bihoraire (heures pleines 5.832 kWh ; heures creuses : 4.594 kWh), la puissance de raccordement est augmentée à 15,9 kVA. L'installation photovoltaïque est maintenue inchangée (**profil P_DcPVVE**).
 - Le même profil de **pompe à chaleur** air-eau, pour une habitation de 129 m² de 3 personnes dotée d'une isolation moyenne, eau chaude sanitaire comprise⁶, que pour le profil P_DcPAC, avec pour le total du profil un prélèvement brut annuel de 6.112 kWh en bihoraire (heures pleines 2.959 kWh ; heures creuses : 3.153 kWh), la puissance de raccordement est maintenue à 11,5 kVA. L'installation photovoltaïque est maintenue inchangée (**profil P_DcPVPAC**).
 - La **combinaison de la borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de **7,4 kW** et une batterie de 77 kWh du profil P_DcVE2 **avec la pompe à chaleur** du profil P_DcPAC, eau chaude sanitaire comprise, avec pour le total du profil un prélèvement brut annuel de 14.092 kWh en bihoraire (heures pleines 7.593 kWh ; heures creuses : 6.499 kWh) la puissance de raccordement est augmentée à 15,9 kVA. L'installation photovoltaïque est maintenue inchangée (**profil P_DcPVVEPAC**).
- **Onze profils correspondant à la tranche de consommation Eurostat Dd** (5.000 kWh à 15.000 kWh), parmi lesquels certains sont également *prosumers*, auxquels sont ajoutés, le cas échéant, de la consommation liée à de nouveaux usages électriques.
 - **Un profil (P_Dd)** avec une consommation annuelle de 7.938 kWh en bihoraire (heures pleines : 3.872 kWh ; heures creuses : 4.066 kWh), et une puissance de raccordement de 11,5 kVA. Parmi tous les profils Dd reçus des GRD wallons, un profil normalisé dont la courbe de consommation était proche du profil synthétique S21 a été retenu. Nous supposons au vu du profil que ce client a proportionnellement peu de flexibilité à activer, même s'il active régulièrement celle dont il dispose en fin de nuit. En outre, les périodes d'inoccupation de ce logement montrent un pic journalier unique de

⁵ Ajout d'une consommation annuelle de 857 kWh pour l'ECS produite pour 3 personnes à partir de la pompe à chaleur.

⁶ Idem



consommation durant deux à trois quart d'heure pour un total de consommation régulier, ce qui laisse supposer que ce client dispose d'un boiler électrique pour son eau chaude sanitaire. Par contre, cette charge intervient à des heures différentes chaque jour, ce qui laisse également supposer que ce boiler n'est pas programmé.

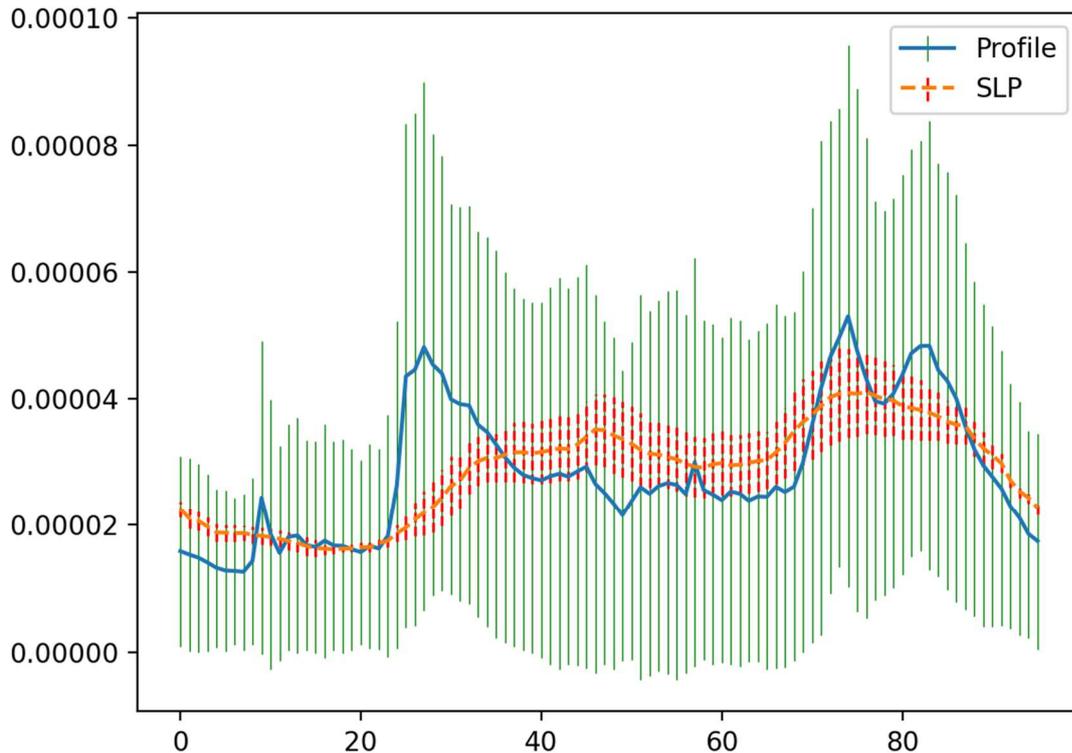


Figure 12 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_Dd par rapport au SLP S21 par quart d'heure

- **Un profil prosumer (P_DdPV1)** avec un prélèvement annuel brut de 6.110 kWh en bihoraire (heures pleines : 3.323 kWh ; heures creuses : 2.787 kWh), une injection annuelle brute de 2.054 kWh avec une puissance nette développable de son installation photovoltaïque de 5 kWe et une puissance de raccordement de 13,9 kVA, correspondant à la tranche de consommation Eurostat Dd (5.000 kWh à 15.000 kWh). Ce profil, pourtant résidentiel, montre une activité importante en journée et donc un taux d'autoconsommation important, ce pourquoi il a été retenu.

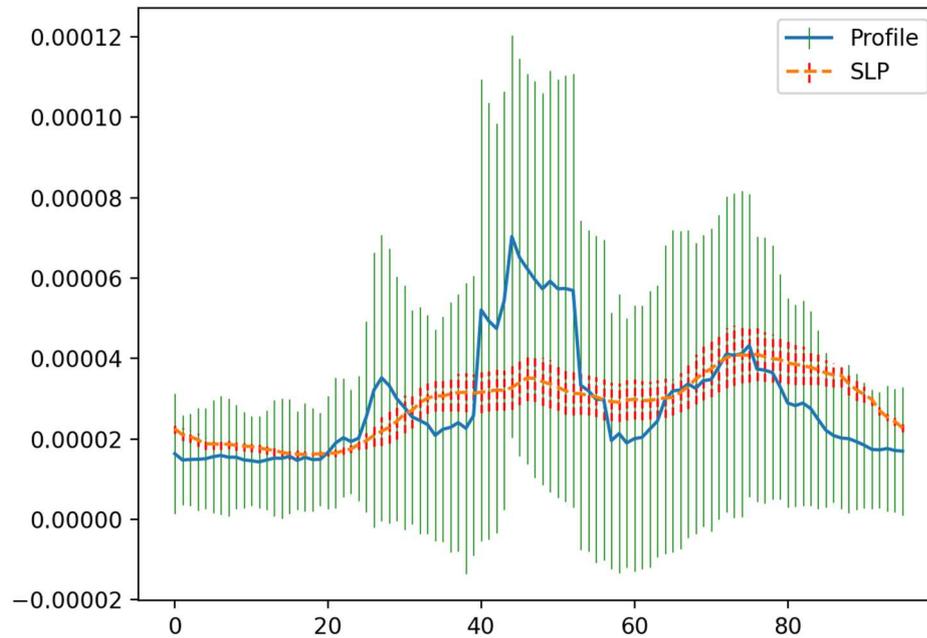


Figure 13 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_DdPV1 par rapport au SLP S21 par quart d'heure

- **Un deuxième profil prosumer (P_DdPV2)** avec un prélèvement annuel brut de 5.027 kWh en simple tarif, une injection annuelle brute de 4.661 kWh avec une puissance nette développable de son installation photovoltaïque de 5 kWe et une puissance de raccordement de 11,5 kVA, correspondant à la tranche de consommation Eurostat Dd (5.000 kWh à 15.000 kWh). Parmi tous les profils Dd *prosumer* reçus des GRD wallons, le profil dont le volume d'injection brute est le plus proche du volume de prélèvement brut a été sélectionné pour ce profil. Vu la consommation de ce profil, nous supposons qu'il ne dispose pas d'un système d'eau chaude sanitaire électrique. Son taux d'autoconsommation est par ailleurs très faible.

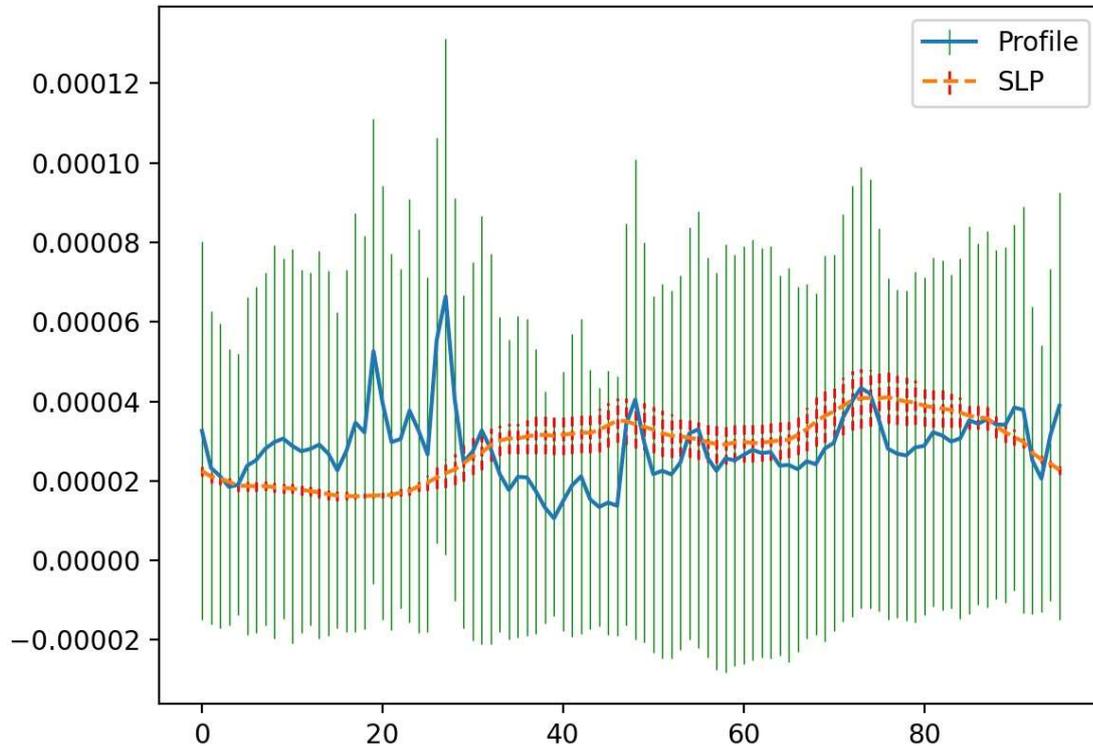


Figure 14 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_DdPV2 par rapport au SLP S21 par quart d'heure

- **Au profil P_Dd**, les nouveaux usages suivants ont été additionnés, sur base des profils théoriques fournis par ORES, pour créer de nouveaux profils. Pour les véhicules électriques, les mêmes profils que pour les profils P_DcVE1, P_DcVE2 et P_DcVE3 ont été utilisés ; pour les pompes à chaleur, un profil avec un besoin de chauffage plus important a par contre été retenu.
 - **Une borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de **3,7 kW** et une batterie de 26,8 kWh, avec pour le total du profil une consommation annuelle de 11.910 kWh en bihoraire (heures pleines 6.079 kWh ; heures creuses : 5.830 kWh), la puissance de raccordement est augmentée à 12,7 kVA (**profil P_DdVE1**).
 - **Une borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de **7,4 kW** et une batterie de 77 kWh, avec pour le total du profil une consommation annuelle de 16.252 kWh en bihoraire (heures pleines 8.758 kWh ; heures creuses : 7.494 kWh), la puissance de raccordement est augmentée à 15,9 kVA (**profil P_DdVE2**).
 - **Une borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de **11 kW** et une batterie de 77 kWh, avec pour le total du profil une consommation annuelle de 16.526 kWh en bihoraire (heures pleines 8.921



- kWh ; heures creuses : 7.605 kWh), la puissance de raccordement est augmentée à 19,9 kVA (**profil P_DdVE3**).
- **Une pompe à chaleur** air-eau, pour une habitation de 172 m² de 4 personnes dotée d'une isolation moyenne. Pour ce profil, les besoins en eau chaude sanitaire ont également été ajoutés au profil de charge théorique de la pompe à chaleur, consistant en une diminution annuelle de la consommation de 3.200 kWh, considérant un boiler électrique de 250L avec une puissance de 2.750 kW, et une augmentation de cette dernière de 914 kWh, considérant un facteur de performance de 3,5. Au total, le profil a une consommation annuelle de 9.967 kWh en bihoraire (heures pleines 4.802 kWh ; heures creuses : 5.165 kWh), la puissance de raccordement est maintenue à 11,5 kVA (**profil P_DdPAC**).
 - **La combinaison de la borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de **11 kW** et une batterie de 77 kWh du profil P_DdVE3 **avec la pompe à chaleur** du profil P_DdPAC modification pour l'eau chaude sanitaire comprise, avec pour le total du profil une consommation annuelle de 18.555 kWh en bihoraire (heures pleines 9.851 kWh ; heures creuses : 8.705 kWh), la puissance de raccordement est augmentée à 19,9 kVA (**profil P_DdVEPAC**)
 - **Au profil P_DdPV2**, les nouveaux usages suivants ont été additionnés, sur base des profils théoriques fournis par ORES, pour créer de nouveaux profils.
 - Le même profil de **borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de 11 kW et une batterie de 77 kWh que le profil P_DdVE3, avec pour le total du profil un prélèvement brut annuel de 13.026 kWh en simple tarif, la puissance de raccordement est augmentée à 19,9 kVA. L'installation photovoltaïque est maintenue inchangée (**profil P_DdPVVE**).
 - Le même profil de **pompe à chaleur** air-eau, pour une habitation de 172 m² de 4 personnes dotée d'une isolation moyenne que le profil P_DdPAC, eau chaude sanitaire comprise (mais sans diminution de consommation du profil de base P_DdPV2), avec pour le total du profil un prélèvement brut annuel de 9.392 kWh en simple tarif, la puissance de raccordement est maintenue à 11,5 kVA. L'installation photovoltaïque est maintenue inchangée (**profil P_DdPVPAC**).
 - **La combinaison de la borne de recharge** privée pour véhicule électrique avec une puissance de 11 kW et une batterie de 77 kWh du profil P_DdVE3 **avec la pompe à chaleur** du profil P_DdPAC, eau chaude sanitaire comprise (mais sans diminution de consommation du profil de base P_DdPV2), avec pour le total du profil un prélèvement brut annuel de 17.503 kWh en simple tarif, la puissance de raccordement est augmentée à 19,9 kVA. L'installation photovoltaïque est maintenue inchangée (**profil P_DdPVVEPAC**).
 - **Un profil (P_De)** avec une consommation annuelle de 6.278 kWh pour le compteur bihoraire (heures pleines : 2.761 kWh ; heures creuses : 3.516 kWh) et une consommation annuelle de 8.379 kWh pour le compteur exclusif de nuit, et une puissance de raccordement de 43,6 kVA, correspondant approximativement à la **tranche de consommation Eurostat De** (plus de 15.000 kWh). Ce profil est décomposé en deux sous-profils : un sous-profil lié au compteur bihoraire et un sous-profil lié au compteur d'exclusif de nuit. Parmi les données reçues des gestionnaires de réseau de distribution wallon, seuls deux profils correspondaient à la tranche de



consommation De, le profil dont la courbe du compteur bihoraire se rapprochait le plus de la courbe SLP S21 a été retenu. La courbe du compteur exclusif de nuit étant dépendante des signaux TCC envoyés par chaque GRD (possibilité de relance en journée, activation durant toutes les heures du weekend,...), cette dernière n'a pas constitué un critère de choix pour la sélection du profil. En outre, ce profil laisse supposer que la consommation d'eau chaude sanitaire se fait sous le compteur exclusif de nuit, mais également qu'une consommation d'appoint importante au chauffage sous compteur exclusif de nuit est réalisée sous le compteur bihoraire.

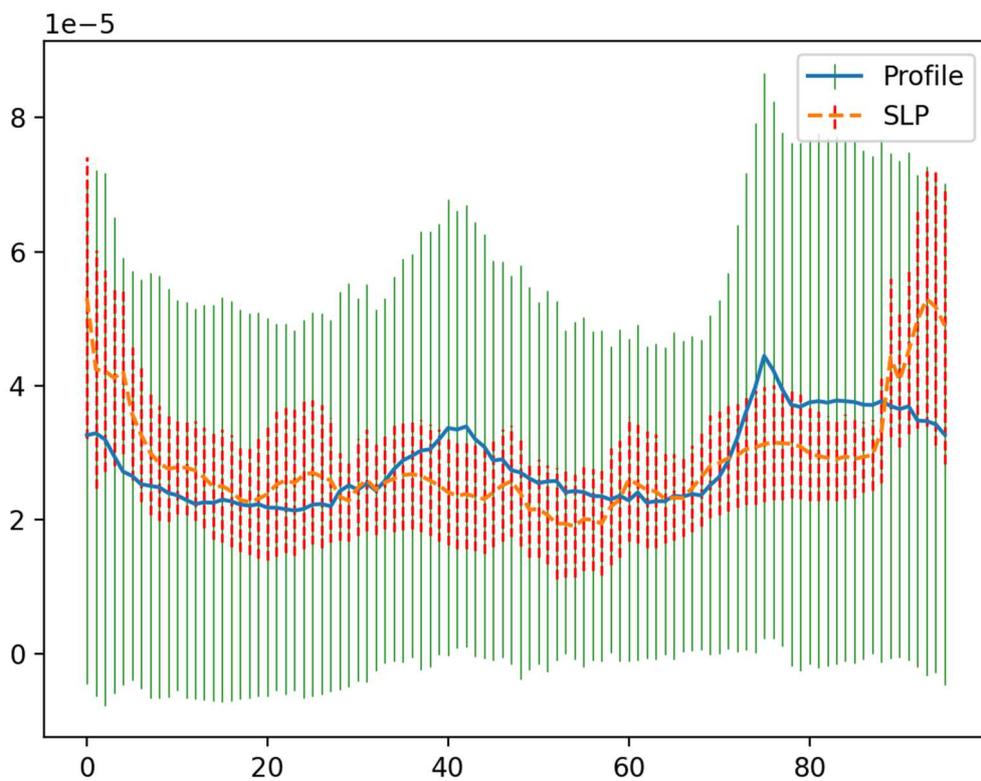


Figure 15 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_De (sous-profil bihoraire) par rapport au SLP S22 par quart d'heure

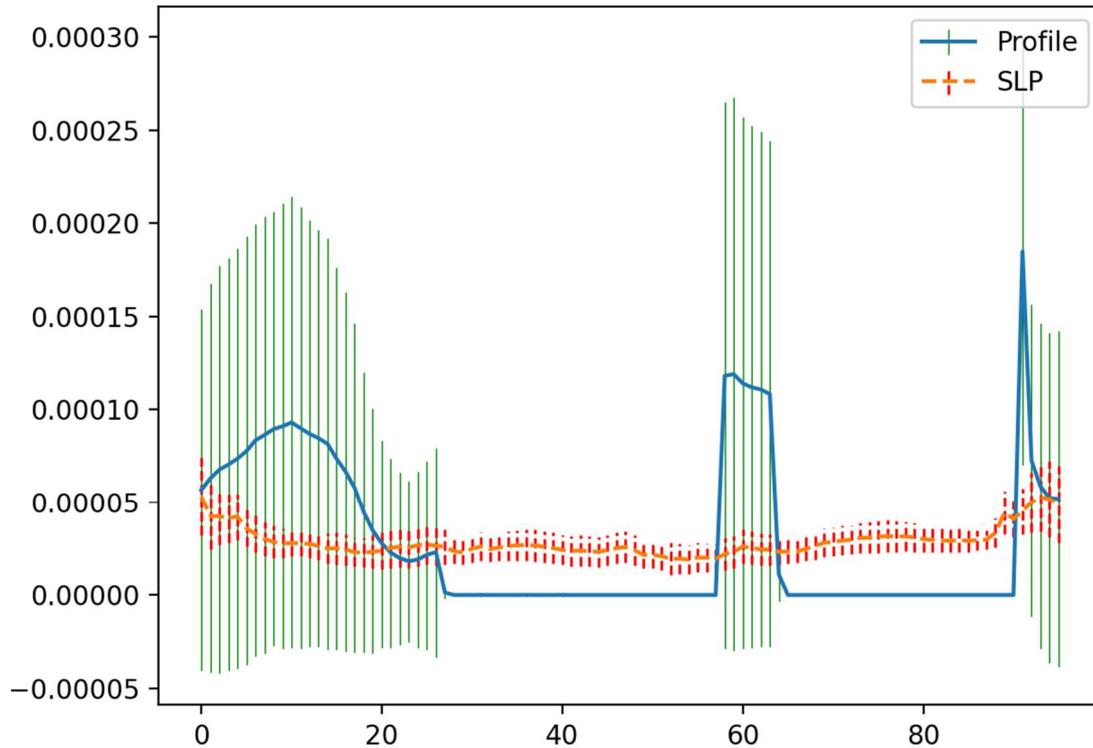


Figure 16 Moyennes et écart-types journaliers du profil P_De (sous-profil exclusif de nuit) par rapport au SLP S22 par quart d'heure

3.3 Evaluation du potentiel de déplacement de charge des différents profils

En vue de réaliser les simulations, pour chaque profil identifié au point 3.2 (appelé ci-après « profils de base »), il est nécessaire de connaître le potentiel de flexibilité en réponse aux signaux tarifaires proposés. Il s'agira donc d'estimer le potentiel de flexibilité implicite pour chacun des profils pour chaque structure tarifaire simulée.

En effet, lors des simulations tarifaires qui seront réalisées au point 4.4, une simulation sera tant réalisée sur la trentaine de profils de base, que sur chacun de ces profils optimisés. Ces profils optimisés se veulent être une réponse d'un consommateur agissant comme un agent économique rationnel aux signaux prix qui lui sont envoyés, et ce sans impacter de manière significative son confort. Il s'agit donc de définir un **potentiel maximum de gain économique** atteignable pour chaque profil au regard de chaque structure tarifaire donnée.

Ce potentiel de flexibilité doit être abordé d'un point de vue comportemental. Dès lors, s'agissant de simuler plusieurs structures tarifaires, plutôt que de recalculer des profils optimisés pour chacune de ces structures, des règles de flexibilité ont été définies sur les volumes et les puissances à facturer issus



de chacun de ces profils de base. Il n'est question ici que de règles visant à déplacer des charges et le cas échéant lorsque la structure tarifaire à simuler contient une composante capacitaire, à réduire des pics de consommation.

Deux types de signaux tarifaires implicites doivent être considérés pour déterminer ces règles : les tarifs du réseau et les tarifs liés à la *commodity*.

Ces règles sont listées ci-après.

1. Aucun potentiel de déplacement de charge n'est identifié pour les **profils P_Da, P_Db, P_Ia1, P_Ia3, P_Ib1, P_Ib2, P_Ib3, pour la borne de recharge publique pour véhicule électrique (P_BChar), ni pour l'éclairage public (P_EP)**. Ceci se justifie soit parce que les charges de ces profils sont très peu flexibles, soit pour les profils professionnels, parce que l'intérêt de déplacer est secondaire par rapport aux impératifs de leurs activités professionnelles. Pour le **profil P_Ia2**, nous supposons cependant un potentiel de flexibilité équivalent au profil P_Dc.
2. Pour les profils disposant d'unité de production d'électricité de source photovoltaïque, à savoir **les prosumers**, les hypothèses suivantes ont été retenues :
 - Pour calculer le potentiel de déplacement de charge, il a été considéré que ces profils ne bénéficient plus de la compensation sur la *commodity* et que le mécanisme de plafonnement des coûts de réseau ne s'applique pas à eux. Ce sera en effet le cas pour toute nouvelle installation de production en Région wallonne à partir de 2024 et pour l'ensemble des installations à partir de 2031. Prendre l'hypothèse inverse aurait conduit dans la majorité des cas à considérer qu'il n'y a pas de déplacement de charge économiquement justifié pour ces profils par rapport à leur profil de base.
 - Dès lors qu'ils ne bénéficient plus de la compensation, ni du plafonnement de coûts de réseau, la maximisation de l'autoconsommation instantanée devient le comportement économique rationnel de tout *prosumer* pour optimiser sa facture d'électricité, le signal prix du tarif n'interviendra que dans un deuxième temps pour la consommation que ces derniers ne pourront pas autoproduire de manière instantanée. Cette consommation résiduelle, pour autant que flexible, répondra aux autres principes listés aux points ci-après.
3. Pour les **profils commençant par P_Dc (hors véhicule électrique et pompe à chaleur)** :
 - Ces utilisateurs disposent d'un potentiel de déplacement de charge relatif aux appareils domestiques suivants : lave-vaisselle, machine à laver et séchoir, de l'ordre de 1.150 kWh par an⁷. Cependant, sur certains profils, ces charges semblent déjà optimisées par rapport au signal bihoraire actuel pour le non-*prosumer*. Il y aura donc lieu d'estimer, selon les structures tarifaires en fonction des nouvelles plages horaires, ce que l'utilisateur pourra encore déplacer des heures de nuit vers les heures solaires, ainsi que des heures du weekend, ou de la tranche du soir de 22h à 1h se renchérissant, vers les heures de nuit et les heures solaires.

⁷ Voir : <https://www.energuide.be/fr/questions-reponses/combien-les-appareils-electromenagers-consomment-ils/71/>



- Considérant que 80% des charges de ces appareils sont déplaçables sur les heures se renchérissant à la ou les deux meilleures plages horaires sur une journée.
 - Considérant que certains profils actuels sont déjà optimisés par rapport au signal prix actuel, et que donc la consommation de ces appareils par heure est estimée au prorata de la consommation globale sur les heures creuses.
 - Considérant que l'utilisateur ne déplacera massivement la consommation de ses appareils entre les heures de nuit et les heures solaires, et vice versa que pour autant que la différence de prix soit réellement significative, à défaut un prorata des charges de ces appareils entre ces deux plages horaires se fera en fonction du prix global (*commodity* + tarif réseau) propre à ces plages horaires.
 - La possibilité de flexibiliser les charges relatives au froid (frigo et réfrigérateur) n'a pas été retenue, car cela requerrait des investissements peu rationnels et des solutions qui ne sont pas implémentées en Région wallonne.
 - Nous retenons également comme hypothèse, vu leur consommation annuelle et leur courbe de charge, que ces profils ne disposent pas d'un système principal d'eau chaude sanitaire à l'électricité.
4. Pour les **profils commençant par P_Dd (hors véhicule électrique et pompe à chaleur)** :
- Ces profils disposent d'un potentiel de déplacement de charge comparable au profil P_Dc pour les appareils domestiques suivants : lave-vaisselle, machine à laver et séchoir.
 - Nous retenons également comme hypothèse, vu leur consommation quart-horaire et leurs courbes de charge, que le profil P_Dd dispose d'un système principal d'eau chaude sanitaire à l'électricité avec une consommation annuelle estimée de l'ordre de 3.200 kWh par an⁸ et que cette dernière sera facilement et entièrement flexibilisable⁹, moyennant le cas échéant un léger investissement. Considérant que cette charge intervient actuellement aléatoirement dans le profil sélectionné, cette dernière pourra être concentrée durant la plage horaire la moins chère.
 - Pour les profils P_DdPV1 et P_DdPV2, rien ne laisse penser que ces derniers disposent d'un système principal d'eau chaude sanitaire, nous avons donc pris l'hypothèse que ces profils n'en avaient pas.
5. Pour le **profil P_De** :
- Ce profil dispose d'un potentiel de déplacement de charge comparable au profil P_Dc pour les appareils domestiques suivants : lave-vaisselle, machine à laver et séchoir.
 - Concernant les charges de chauffage et d'eau chaude sanitaire relatives au compteur exclusif de nuit, ces dernières étant pilotées par le GRD via la TCC, nous considérons que c'est le GRD qui aura la main sur cette flexibilité. Il n'y a donc pas lieu d'adapter ces consommations dans le profil optimisé relatif au profil P_De.
 - Pour les charges de chauffage d'appoint, enregistrées sous le compteur bihoraire, de nombreuses pointes sont observées durant la soirée. Considérant cependant qu'il s'agit d'une consommation d'appoint, et que l'optimisation du chauffage se fait via la

⁸ CLEVER, Establishment of energy consumption convergence corridors to 2050 - Residential sector, 2022

⁹ DELTA-EE, Belgium consumer flexibility potential – Final Report for Elia, 2022, p75



consommation sous compteur exclusif de nuit, l'utilisateur n'est pas en mesure d'optimiser cette consommation sous le compteur bihoraire. Il n'y a donc pas lieu d'adapter cette consommation d'appoint dans le profil optimisé.

6. Concernant **les prélèvements relatifs aux véhicules électriques à domicile**, les hypothèses suivantes ont été retenues :

- Les profils de base contenant des charges pour véhicule électrique n'activent aucune flexibilité de ces charges, l'optimisation sera donc totale, à savoir passer d'aucune optimisation au potentiel maximum.
- Selon différents modes de pilotages possible, RTE estime que « 70 % à 80 % des recharges sont estimées comme pouvant être réalisées en temps « non contraint », laissant la possibilité de placer la recharge des véhicules sans impact sur les utilisateurs aux moments où le système électrique dispose de marges de production, voire de forts excédents de production à faible coût variable. »¹⁰
- La flexibilité de type *véhicule-to-home*, à savoir le fait de pouvoir charger et décharger la batterie de son véhicule électrique pour couvrir sa consommation propre durant les heures de pointe, ou de *véhicule-to-market*, à savoir le fait de pouvoir charger et décharger son véhicule électrique en fonction des signaux tarifaires du marché, n'étant pas encore suffisamment développée, et ne le sera probablement que très partiellement d'ici à 2030¹¹, aucune hypothèse de déplacement de charge de cet ordre n'a été retenue.
- Nous retenons cependant comme hypothèse que la puissance de recharge d'un véhicule à domicile pourra être modulée par l'utilisateur, soit via une borne de recharge considérée comme intelligente, soit à défaut via le système propre du véhicule et, à défaut, via un réglage manuel de la borne.
- Dans le cas d'une tarification uniquement proportionnelle, dans 80% des cas, nous prenons l'hypothèse que l'utilisateur déplacera sa charge du soir et du matin durant les heures avec les tarifs proportionnels les moins chers, à savoir les heures de nuit ou les heures solaires. Les mêmes règles de déplacement de charge applicables aux appareils domestiques (lave-vaisselle, machine à laver et séchoir) décrites pour le client P_Dc s'appliqueront, à savoir au prorata du signal prix des plages tarifaires les moins chères.
- Dans le cas d'une tarification capacitaire durant les heures de pointes (soit toute l'année, soit uniquement durant la période hivernale), dans 80% des cas, nous prenons l'hypothèse que l'utilisateur déplacera sa charge du soir durant les heures avec les tarifs proportionnels les moins chers, à savoir les heures de nuit ou les heures solaires. Il s'agit donc du même comportement attendu que dans le cas d'une tarification uniquement proportionnelle.
- Dans le cas d'une tarification capacitaire applicable toutes heures de l'année, nous prenons comme hypothèse que dans 80% des cas, il déplacera sa charge du soir et du matin durant les heures avec les tarifs proportionnels les moins chers et en limitant sa puissance de chargement à 7,4 kW maximum, indépendamment du fait que la borne dispose d'un système de *load balancing*. Une réduction plus faible de sa capacité de rechargement pourrait être vue comme une perte de confort pour l'utilisateur. De

¹⁰ RTE, *Futurs énergétiques 2050 - Rapport complet*, Février 2022, p319. [5]

¹¹ Elia, *Adequacy and flexibility study for Belgium 2024-2034*, 2023, p90 [3]



même qu'une recharge trop lente pourrait par ailleurs obliger l'utilisateur à devoir charger son véhicule durant les heures les plus chères, ce qui ne donne pas un signal prix très clair, raison pour laquelle nous avons maintenu une puissance de raccordement à 7,4 kW quand la borne le permet.

7. Concernant les profils disposant de **pompes à chaleur résidentielles**, les hypothèses suivantes ont été prises :
 - Les profils de base contenant des charges pour pompe à chaleur n'activent aucune flexibilité de ces charges, l'optimisation sera donc totale, à savoir passer d'aucune optimisation au potentiel maximum.
 - La flexibilité des pompes à chaleur est estimée comme étant « statique », à savoir répondant à des signaux prix non dynamiques.
 - Le nombre de pompes à chaleur flexibilisables est encore assez faible à ce jour, à savoir 8% en 2023 selon Elia¹², pour augmenter graduellement à 64% en 2035 selon la même source. Nous prendrons cependant l'hypothèse que les pompes à chaleur dans les profils optimisés seront flexibles. Il est également pris comme hypothèse que les pompes à chaleur reprises dans les profils de base sont couplées à un thermostat et sont des pompes à chaleur modulaires.
 - Nous considérons que le potentiel d'effacement d'une pompe à chaleur durant les heures de pointes sera limité à 30%¹³, considérant qu'un préchauffage a été programmé durant les heures qui précèdent. Un tel profil semble optimal dans toutes les structures tarifaires à simuler.

8. Concernant les **batteries stationnaires domestiques**, de telles batteries ne sont actuellement pas répandues en masse en Région wallonne ; elles ne sont pas non plus incitées fiscalement ou via des subsides, comme ce fut le cas en Région flamande jusqu'au 31 mars 2023. La rentabilité de telles batteries est par ailleurs très peu rencontrée en Région flamande dans la nouvelle structure tarifaire et fait peu de sens par rapport à l'activation par l'utilisateur de réseau de sa flexibilité¹⁴. L'investissement dans des batteries pour un utilisateur de réseau semble donc *a priori* et actuellement faire peu de sens en Région wallonne, même si une structure tarifaire fortement capacitaire devait être mise en place. Nous n'envisagerons donc pas cet investissement dans les profils optimisés de cette étude.

3.4 Synthèse des profils sélectionnés

Le tableau ci-après synthétise les différents profils sélectionnés ainsi que leurs charges flexibles, par ordre de prélèvement brut annuel (en kWh) croissant

¹² Elia, *Adequacy and flexibility study for Belgium 2024-2034*, 2023, p105 [3]

¹³ DELTA-EE, *Belgium consumer flexibility potential – Final Report for Elia*, 2022, p73-74

¹⁴ VEKA, *Onderzoek naar de impact van het capaciteitsstarief*, 2022, pp 90-92



Nom profil	Type de client	Résidentiel / professionnel	Prosumer	Prélèvement brut annuel (kWh)	Tarif actuel	ECS trad	VE P _{borne} (kW)	PAC	LL/LV/S
P_Da	Type Da	Res		977	TH				
P_Db	Type Db	Res		2.077	TH				
P_DcPV	Type Dc	Res	v	2.530	HI-LO				v
P_Dc	Type Dc	Res		3.408	HI-LO				v
P_DdPV2	Type Dd	Res	v	5.027	TH				v
P_DdPV1	Type Dd	Res	v	6.110	HI-LO				v
P_DcPVPAC	Type Dc	Res	v	6.112	HI-LO			v	v
P_DcVE1	Type Dc	Res		7.380	HI-LO		3,7		v
P_DcPAC	Type Dc	Res		7.502	HI-LO			v	v
P_Dd	Type Dd	Res		7.938	HI-LO	v			v
P_DdPVPAC	Type Dd	Res	v	9.392	TH			v	v
P_DdPAC	Type Dd	Res		9.967	HI-LO			v	v
P_DcPVVE	Type Dc	Res	v	10.426	HI-LO		7,4		v
P_DcVE2	Type Dc	Res		11.722	HI-LO		7,4		v
P_DdVE1	Type Dd	Res		11.910	HI-LO	v	3,7		v
P_DcVE3	Type Dc	Res		11.996	HI-LO		11		v
P_Ia2	Conseil IT	Prof		12.779	HI-LO				v
P_DdPVVE	Type Dd	Res	v	13.026	TH		11		v
P_Ia1	Administration	Prof		13.201	HI-LO				
P_DcPVVEPAC	Type Dc	Res	v	14.092	HI-LO		7,4	v	v
P_De	Type De	Res		14.657	HI-LO-EX				v
P_DcVEPAC	Type Dc	Res		15.816	HI-LO		7,4	v	v
P_Ib1	Loisir communal	Prof		16.044	HI-LO				
P_DdVE2	Type Dd	Res		16.252	HI-LO	v	7,4		v
P_DdVE3	Type Dd	Res		16.526	HI-LO	v	11		v
P_DdPVVEPAC	Type Dd	Res	v	17.503	TH		11	v	v
P_DdVEPAC	Type Dd	Res		18.555	HI-LO		11	v	v
P_Ib3	Usinage	Prof		25.573	HI-LO				
P_Bchar	Borne recharge publique	Prof		27.848	TH				
P_Ia3	Chambres d'hôtes	Prof		30.454	HI-LO				
P_Ib2	Restaurant	Prof		57.857	HI-LO				
P_EP	Eclairage public	Prof		1.691.046	TH				



4 Phase 2 : Simulations tarifaires

4.1 Sélections des structures tarifaires

Les structures tarifaires sélectionnées sont reprises au tableau de la section 4.3.1 et ont été numérotées de 0 à 14.

La CWaPE, en concertation avec les différents acteurs, a ciblé les structures tarifaires à simuler sur les profils identifiés à la section 3. Après simulation, et à l'exception des structures 0 et 14, c'est parmi ces structures tarifaires cibles que la CWaPE devrait en principe fixer la structure tarifaire qui entrera en application en janvier 2026.

La structure 0 correspond à la structure tarifaire **actuellement d'application en Région wallonne**. **La structure 14** correspond, elle, à la structure tarifaire **actuellement d'application en Région flamande**. Ces deux structures ont été ajoutées aux simulations pour apporter des éléments d'analyse complémentaires sur les résultats.

Les structures tarifaires de 1 à 13 sont donc considérées *a priori* comme répondant aux dispositions de la méthodologie tarifaire applicables aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2025-2029, et *a priori* comme pouvant inciter des déplacements de charges qui soient en phase avec les besoins du réseau et en phase avec la production d'électricité renouvelable décentralisée intermittente.

Pour chaque structure tarifaire, deux options sont proposées aux utilisateurs de réseau :

- **Une tarification standard**, qui permet aux utilisateurs de réseau qui n'ont pas la possibilité ou qui ne souhaitent pas activer leur flexibilité, de ne pas être obligés de rentrer dans une structure incitative qui pourrait être vécue comme inutilement complexe ou plus onéreuse. Cette tarification standard est accessible pour tout type de compteur en basse tension, en ce compris les compteurs communicants.
- **Une tarification incitative**, qui permet aux utilisateurs de réseau qui optent pour cette structure de valoriser au mieux leur déplacement de charge. Les utilisateurs sont ainsi incités à déplacer leurs charges en vue d'optimiser l'utilisation de la capacité du réseau, mais également de valoriser l'énergie renouvelable aux moments où elle est disponible. Seuls les utilisateurs de réseau disposant d'un compteur communicant pourront opter pour la tarification incitative.

Toutes les structures tarifaires de 1 à 13 introduisent des heures à tarification creuse durant les heures dites « **solaires** », à savoir, selon les structures, de 11h à 17h ou de 10h à 16h. Également, l'ensemble de ces structures tarifaires supprime toute différence de traitement entre les heures de semaine et les heures de weekend. Ainsi, les heures du soir les weekends, à savoir de 16h ou de 17h à 22h, seront désormais considérées comme des heures à tarification de pointe.

Les structures tarifaires de 1 à 3 n'introduisent pas de terme capacitaire dans la tarification incitative. Ces structures font uniquement varier la tension du tarif incitatif du réseau entre les deux plages horaires creuses, à savoir durant les heures solaires de 11h à 17h, et durant les heures de nuit de 22h à 7h. Les tensions des tarifs incitatifs des heures du soir, de 17h à 22h, et du matin, de 7h à 11h, sont pour toutes ces structures les mêmes, à savoir respectivement 5 et 4.



Ainsi, la structure 1 propose une tension inférieure durant les heures solaires (tension de 1) à celle durant les heures de nuit (tension de 2). La structure 2 propose une tension identique entre ces deux plages horaires, à savoir une tension de 1,5, et donc un tarif unique, tant pour le réseau que pour la *commodity*.

Enfin, la structure 3 fait varier la tension en fonction des saisons ; en été, d'avril à septembre, les heures solaires ont une tension plus basse (tension de 1) que les heures de nuit (tension de 2), et en hiver, d'octobre à mars, ces tensions s'inversent. Ceci afin de correspondre au plus près aux variations saisonnières des unités de production d'électricité à base de panneaux solaires photovoltaïques et aux prix de la *commodity* observés sur les marchés.

Les structures tarifaires de 4 à 13 introduisent dans la tarification incitative **un terme capacitaire**. Ainsi pour chaque quart d'heure, une puissance moyenne de prélèvement est calculée sur la base des données de consommation quart-horaire. Le tarif capacitaire s'applique à chacune des puissances de prélèvement calculées, dès que cette puissance dépasse un certain seuil, à savoir 12,7 kW ou 7 kW, et pour autant que le quart d'heure se situe dans la période où le terme capacitaire s'applique. Ce terme capacitaire est exprimé en €/kW et s'applique uniquement sur la somme des kW dépassant ledit seuil, pour chaque quart d'heure de la période où il s'applique. Les prélèvements sous compteur exclusif de nuit ne sont pas pris en compte pour le calcul de ce terme capacitaire.

Les structures tarifaires de 4 à 13 proposent ainsi deux variantes du seuil de puissance du terme capacitaire, un à 12,7 kW (structures 4, 5, 8, 9, 12 et 13) et une autre à 7 kW (structures 6, 7, 10, 11).

Les structures 4 à 7 appliquent le terme capacitaire uniquement durant les quarts d'heure du soir en hiver, de 17h à 22h, de novembre à mars.

Les structures 8 à 11 appliquent le terme capacitaire durant les quarts d'heure du soir, de 17h à 22h, toute l'année.

Enfin, les structures 12 et 13 appliquent le terme capacitaire durant tous les quarts d'heure de l'année.

Les structures tarifaires incitatives de 4 à 11 proposent également **un terme proportionnel**, selon deux variantes. Une première variante où le terme proportionnel a une tension de 0 durant les heures solaires et une tension de 2 durant les heures de nuit (structures 4, 6, 8 et 10). L'autre variante (structures 5, 7, 9 et 11) propose une tension identique entre les heures solaires et les heures de nuit, à savoir 1,5, à l'instar de la structure 2. Les tensions des tarifs incitatifs des heures du soir, de 17h à 22h, et du matin, de 7h à 11h, étant pour toutes ces structures les mêmes, à savoir respectivement 5 et 4.

Les structures tarifaires incitatives 12 et 13 proposent elles aussi **un terme proportionnel**, selon cinq plages horaires sur lesquels trois tarifs s'appliquent :

- Les heures du soir, de 16h à 22h : tension tarifaire de 5 (structure 12) ou 3 (structure 13)
- Les heures du matin, de 7h à 10h, et de la fin de soirée, de 22h à 1h : tension tarifaire de 3 (structure 12) ou 2 (structure 13)
- Les heures solaires, de 10h à 16h, et les heures de nuit, de 1h à 7h : tension tarifaire de 1 (structures 12 et 13)



Les structures tarifaires standards de 1 à 13 vont **globaliser et regrouper** les plages horaires de leur structure homologue incitative, et proposer soit un tarif simple, soit un tarif bihoraire, en fonction du choix et du compteur de l'utilisateur de réseau. Les heures du bihoraire sont définies comme telles :

- Structures tarifaires de 1 à 11 :
 - o Heures pleines : de 7h à 11h et de 17h à 22h
 - o Heures creuses : de 11h à 17h et de 22h à 7h
- Structures tarifaires 12 et 13 :
 - o Heures pleines : de 7h à 10h et de 16h à 22h
 - o Heures creuses : de 10h à 16h et de 22h à 7h

Concernant le terme proportionnel applicable aux volumes de prélèvement sous compteur exclusif de nuit, le tarif standard des heures creuses s'applique dans tous les cas à ces volumes, que l'utilisateur de réseau choisisse de rester en tarification standard ou de basculer en tarification incitative. Les heures et les jours où les consommations sous exclusif de nuit sont activées par le gestionnaire de réseau restent par ailleurs inchangées.

Un **terme fixe** en €/an est également applicable pour les structures standards de 1 à 11. Concernant les structures standards 12 et 13, ce terme fixe est remplacé par un terme capacitaire variant en fonction de la tranche de puissance dans laquelle se situe la puissance du raccordement de l'installation de l'utilisateur de réseau.

Par contre, aucun terme fixe ne s'applique en tarification incitative.

4.2 Calibrage des tarifs

4.2.1 Tarifs de réseau

Afin que les tarifs de réseau des structures tarifaires cibles puissent être comparés entre eux dans les simulations, le calcul de ces tarifs doit **assurer une équivalence du revenu autorisé à volume constant** pour un gestionnaire de réseau de distribution ou un groupe de gestionnaires de réseau de distribution donné.

Le calcul des tarifs a ainsi été réalisé par ORES, **sur base des volumes et du revenu autorisé 2023**. Le tarif 0 correspond aux tarifs actuels **d'ORES** en 2023, mais péréquats sur l'ensemble des secteurs.

Pour calculer les tarifs de distribution correspondant aux structures tarifaires de 1 à 13, **les hypothèses suivantes** ont été retenues :

- **25% des utilisateurs** du réseau en basse tension basculeront à terme vers la **tarification incitative**, les 75% restants se maintiendront en tarification standard.
- Aucun revenu n'est pris en compte pour le terme capacitaire en tarification incitative, s'agissant avant tout pour les utilisateurs de réseau d'éviter ce coût.
- Les tensions des tarifs incitatifs ont été définies lors de la sélection des structures tarifaires, les tarifs proportionnels sont calculés sur base de ces tensions.



- **Les tarifs standards**, et par conséquent leur tension tarifaire respective, sont calculés pour assurer **l'équivalence pour le client Dc, consommant 3.500 kWh par an selon la courbe RLPON** moyenne des gestionnaires de réseau, entre son coût de réseau en tarification incitative et son coût de réseau en tarification standard, hors terme fixe et terme capacitaire.
- Les **tensions tarifaires s'appliquent uniquement aux tarifs pour l'utilisation du réseau de distribution** ; les autres tarifs tels que connus en 2023 dans les grilles tarifaires périodiques de distribution et de refacturation des charges de transport¹⁵, qui ne sont pas différenciés en fonction de plages horaires, continuent toujours à s'appliquer dans les nouvelles structures tarifaires, de manière indifférenciée, à tous les volumes de prélèvement indépendamment de leur plage tarifaire.
- Les **tarifs capacitaires incitatifs ont été calibrés** pour que le coût du terme capacitaire du profil résidentiel avec le volume capacitaire le plus important, sans déplacement de charge, soit égal à 20% du total de ses coûts de réseau de distribution. Ce faisant, le terme capacitaire **n'excède jamais 20% des coûts de distribution pour les profils résidentiels**.
- Le terme fixe des tarifs standards a été calibré pour être identique au terme fixe de 2023 d'ORES qui s'élève à 12,83 € par an.
- Les **tranches de puissance du terme capacitaire des tarifs standards** des structures 12 et 13 ont été définies en fonction des puissances de raccordement envisagées en basse tension dans la proposition uniformisée de tarifs non périodiques qui seront applicables à partir du 1^{er} janvier 2024, à savoir :
 - 1^{ère} tranche : 0 kVA - 12,7 kVA
 - 2^e tranche : 12,7 kVA - 15,9 kVA
 - 3^e tranche : 15,9 kVA - 19,9 kVA
 - 4^e tranche : 19,9 kVA - 25,1 kVA
 - 5^e tranche : 25,1 kVA - 34,6 kVA
 - 6^e tranche : 34,6 kVA - 43,6 kVA
 - 7^e tranche : 43,6 kVA - 55,4 kVA
 - 8^e tranche : 55,4 kVA – ...
- Le **terme capacitaire des tarifs standards** des structures 12 et 13 a été calibré pour être **identique au terme fixe des structures 0 à 11** pour la première tranche de puissance. Pour les tranches suivantes, il a été calculé en multipliant le tarif de la première tranche par le rapport entre la capacité limite supérieure de la tranche et la capacité limite supérieure de la première tranche :
$$Tarif_{tranche\ N} = Tarif_{tranche\ 1} \times \frac{CapMax_{tranc\ N}}{CapMax_{tranche\ 1}}$$
- Concernant les tarifs, tant standards qu'incitatifs, applicables aux prélèvements sous comptage exclusif de nuit, le tarif standard des heures creuses s'applique dans tous les cas.

¹⁵ Pour les tarifs de distribution, il s'agit des tarifs pour les obligations de service public, les tarifs pour les surcharges et les tarifs pour soldes régulateurs.

Pour les tarifs de refacturation des charges de transport, il s'agit de l'ensemble des tarifs repris sur la grille tarifaire de 2023, à savoir les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau, les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges et le tarif pour les soldes régulateurs de transport.



4.2.2 Tarifs de la *commodity*

Les tarifs de la *commodity* applicables à chaque plage horaire ont été calculés sur base de **la moyenne pondérée par le RLP0N des cotations horaires du BELPEX sur les trois dernières années** pour chaque heure de ces années appartenant à chacune des plages tarifaires. Les trois années de cotations couvrent la période allant de septembre 2020 à août 2023. Certes, l'année 2022 a montré des cotations très élevées, mais le plus important est de s'assurer que le *spread* moyen entre les heures creuses et les heures pleines reste cohérent. Ainsi, les tarifs obtenus pour les différentes plages horaires des structures tarifaires de 0 à 14 varient dans une fourchette maximale de l'ordre 65 €/MWh, ce qui est en ligne avec les *spreads* généralement attendus.

Les tensions entre les différents tarifs obtenus sont renseignées dans le tableau à la section 4.3.2.

Ni la marge brute du fournisseur, ni ses primes de risque, ni le coût de l'énergie verte (tant le coût de l'obligation de retour du quota de certificats verts, que le coût des éventuelles garanties d'origine) n'ont été inclus dans les tarifs de la *commodity*. Pour cette raison notamment, aucun terme fixe ni capacitaire n'a été ajouté dans ces tarifs.

Enfin, il est remarquable que toutes les tensions de la *commodity* donnent des incitants tarifaires qui renforcent, et donc ne contredisent jamais, ceux des tarifs réseaux pour les 14 structures tarifaires. Il y a cependant un petit bémol concernant les tensions tarifaires de la plage horaire des heures solaires de 11h à 17h et de la plage horaire de la nuit de 22h à 7h, respectivement de 1,11 et 1,13, qui sont extrêmement proches. Il n'est pas à exclure que cet ordre s'inverse et que les heures de nuit pour la *commodity* deviennent moins chers que les heures solaires, comme ce fut le cas par le passé.

4.2.3 Autres tarifs

Aucun autre tarif applicable aux prélèvements d'électricité sur le réseau de distribution en basse tension n'a été utilisé dans les simulations, à savoir **aucune taxe, surcharge, redevance ou autre accise**, pour autant qu'elles ne soient pas reprises dans les grilles tarifaires périodiques de distribution et de refacturation des charges de transport.



4.3 Synthèse des structures tarifaire

4.3.1 Structures tarifaires avec les tensions des coûts de réseau

Versions	0 (Tarifs actuels)	1	2	3	4	5	6	7
Tarification incitative								
Capacitaire			/		Somme de toutes les pointes (>12,7kW) de la période hivernale en soirée (nov-mars 17h-22h)		Somme de toutes les pointes (>7kW) de la période hivernale en soirée (nov-mars 17h-22h)	
Proportionnel			4 plages : 7h-11h / 11h-17h / 17h-22h/ 22h-7h				4 plages : 7h-11h / 11h-17h / 17h-22h/ 22h-7h	
Fixe			/				/	
Tensions tarifaires		7h-11h : 4 11h - 17h : 1 17h-22h : 5 22h-7h : 2	7h-11h : 4 11h - 17h : 1,5 17h-22h : 5 22h-7h : 1,5	Hiver (1 oct - 31 mars): 7h-11h : 4 11h - 17h : 2 17h-22h : 5 22h-7h : 1 Été (1 avril - 30 sept): 7h-11h : 4 11h - 17h : 1 17h-22h : 5 22h-7h : 2	7h-11h : 4 11h - 17h : 0 17h-22h : 5 22h-7h : 2	7h-11h : 4 11h - 17h : 1,5 17h-22h : 5 22h-7h : 1,5	7h-11h : 4 11h - 17h : 0 17h-22h : 5 22h-7h : 2	7h-11h : 4 11h - 17h : 1,5 17h-22h : 5 22h-7h : 1,5
Tarification standard								
Capacitaire	/		/				/	
Proportionnel	2 plages : (HP) 7-22h en semaine, (HC) 22h-7h en semaine et 0h-24h le weekend		2 plages : (HP) 7h-11h et 17h-22h / (HC) 11h-17h et 22h-7h				2 plages : (HP) 7h-11h et 17h-22h / (HC) 11h-17h et 22h-7h	
Fixe	Terme fixe		Terme fixe				Terme fixe	
Tensions tarifaires	(Voir tension actuelle)	HP : 4,59 / HC : 1,53 TH : 2,83	HP : 4,59 / HC : 1,50 TH : 2,82	HP : 4,59 / HC : 1,48 TH : 2,80	HP : 4,59 / HC : 1,06 TH : 2,56	HP : 4,59 / HC : 1,50 TH : 2,82	HP : 4,59 / HC : 1,06 TH : 2,56	HP : 4,59 / HC : 1,50 TH : 2,82



Versions	8	9	10	11	12	13	14 (modèle CapTar)
Tarification incitative							
Capacitaire	Somme de toutes les pointes (>12,7kW) toute l'année en soirée (17h-22h)		Somme de toutes les pointes (>7kW) toute l'année en soirée (17h-22h)		Somme de toutes les pointes (>12,7kW) toute l'année		Pointe maximum mensuelle moyenne sur 12 mois, avec un minimum mensuel de 2,5kW (poids 80%)
Proportionnel	4 plages : 7h-11h / 11h-17h / 17h-22h / 22h-7h				5 plages : 7h-10h / 10h-16h / 16h-22h / 22h-1h / 1h-7h		1 plage : 0-24h / 7j-7j (poids 20%)
Fixe							Terme fixe
Tensions tarifaires	7h-11h : 4 11h - 17h : 0 17h-22h : 5 22h-7h : 2	7h-11h : 4 11h - 17h : 1,5 17h-22h : 5 22h-7h : 1,5	7h-11h : 4 11h - 17h : 0 17h-22h : 5 22h-7h : 2	7h-11h : 4 11h - 17h : 1,5 17h-22h : 5 22h-7h : 1,5	7h-10h : 3 10h-16h : 1 16h-22h : 5 22h-1h : 3 1h-7h : 1	7h-10h : 2 10h-16h : 1 16h-22h : 3 22h-1h : 2 1h-7h : 1	
Tarification standard							
Capacitaire					Capacité contractuelle du raccordement , avec catégories de puissances dont la première catégorie est de 0 à 12,7 kVA avec un tarif équivalent au terme fixe actuel		
Proportionnel	2 plages : (HP) 7h-11h et 17h-22h / (HC) 11h-17h et 22h-7h				2 plages : (HP) 7h-10h et 16h-22h / (HC) 10h-16h et 22h-7h		1 plage : 0-24h / 7j-7j
Fixe			Terme fixe				Redevance capacitaire fixe (basé sur le terme capacitaire pour une pointe maximum mensuelle moyenne sur 12 mois de 2,5 kW) + Terme fixe
Tensions tarifaires	HP : 4,59 / HC : 1,06 TH : 2,56	HP : 4,59 / HC : 1,50 TH : 2,82	HP : 4,59 / HC : 1,06 TH : 2,56	HP : 4,59 / HC : 1,50 TH : 2,82	HP : 4,4 / HC : 1,42 TH : 2,69	HP : 2,70 / HC : 1,21 TH : 1,85	Tension tarifaire de la tarification standard proportionnelle > tension tarifaire de la tarification incitative proportionnelle



4.3.2 Structures tarifaires avec les tensions de la *commodity*

Versions	0 (Tarifs actuels)	1	2	3	4	5	6	7
Tarification incitative								
Capacitaire		/			/		/	
Proportionnel		4 plages : 7h-11h / 11h-17h / 17h-22h/ 22h-7h				4 plages : 7h-11h / 11h-17h / 17h-22h/ 22h-7h		
Fixe		/			/			
Tensions tarifaires		7h-11h : 1,39 11h - 17h : 1,11 17h-22h : 1,51 22h-7h : 1,13	7h-11h : 1,39 11h - 17h : 1,12 17h-22h : 1,51 22h-7h : 1,12	Hiver (1 oct - 31 mars): 7h-11h : 1,38 11h - 17h : 1,19 17h-22h : 1,47 22h-7h : 1,03 Eté (1 avril - 30 sept): 7h-11h : 1,40 11h - 17h : 1,00 17h-22h : 1,56 22h-7h : 1,27	7h-11h : 1,39 11h - 17h : 1,11 17h-22h : 1,51 22h-7h : 1,13	7h-11h : 1,39 11h - 17h : 1,12 17h-22h : 1,51 22h-7h : 1,12	7h-11h : 1,39 11h - 17h : 1,11 17h-22h : 1,51 22h-7h : 1,13	7h-11h : 1,39 11h - 17h : 1,12 17h-22h : 1,51 22h-7h : 1,12
Tarification standard								
Capacitaire	/	/			/			
Proportionnel	2 plages : (HP) 7-22h en semaine, (HC) 22h-7h en semaine et 0h-24h le weekend	2 plages : (HP) 7h-11h et 17h-22h / (HC) 11h-17h et 22h-7h				2 plages : (HP) 7h-11h et 17h-22h / (HC) 11h-17h et 22h-7h		
Fixe	/	/			/			
Tensions tarifaires	HP : 1,44 / HC : 1,09 TH : 1,26	HP : 1,46 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,46 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,46 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,46 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,46 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,46 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,46 / HC : 1,12 TH : 1,26



Versions	8	9	10	11	12	13	14 (modèle CapTar)
Tarification incitative							
Capacitaire	/		/		/		/
Proportionnel	4 plages : 7h-11h / 11h-17h / 17h-22h/ 22h-7h				5 plages : 7h-10h / 10h-16h / 16h-22h/ 22h-1h / 1h-7h		2 plages : (HP) 7-22h en semaine, (HC) 22h - 7h en semaine et 0h-24h le weekend
Fixe	/		/		/		/
Tensions tarifaires	7h-11h : 1,39 11h - 17h : 1,11 17h-22h : 1,51 22h-7h : 1,13	7h-11h : 1,39 11h - 17h : 1,12 17h-22h : 1,51 22h-7h : 1,12	7h-11h : 1,39 11h - 17h : 1,11 17h-22h : 1,51 22h-7h : 1,13	7h-11h : 1,39 11h - 17h : 1,12 17h-22h : 1,51 22h-7h : 1,12	7h-10h : 1,33 10h-16h : 1,09 16h-22h : 1,46 22h-1h : 1,33 1h-7h : 1,09	7h-10h : 1,33 10h-16h : 1,09 16h-22h : 1,46 22h-1h : 1,33 1h-7h : 1,09	HP : 1,44 / HC : 1,09 TH : 1,26
Tarification standard							
Capacitaire	/				/		/
Proportionnel	2 plages : (HP) 7h-11h et 17h-22h / (HC) 11h-17h et 22h-7h				2 plages : (HP) 7h-10h et 16h-22h / (HC) 10h-16h et 22h-7h		2 plages : (HP) 7-22h en semaine, (HC) 22h - 7h en semaine et 0h-24h le weekend
Fixe	/		/		/		/
Tensions tarifaires	HP : 1,46 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,46 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,46 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,46 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,45 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,45 / HC : 1,12 TH : 1,26	HP : 1,44 / HC : 1,09 TH : 1,26



4.4 Résultats des simulations tarifaires

Les simulations tarifaires donnent les résultats décrits dans cette section.

Pour chaque profil sélectionné et pour chaque structure tarifaire de 0 à 14, le **montant total annuel des coûts de réseau et de la commodity** est calculé et est décliné selon les **quatre variantes** suivantes :

- avec la **tarification standard**, appliquée au **profil de base**, à savoir sans déplacement de charge ;
- avec la **tarification standard**, appliquée au **profil optimisé**, à savoir avec déplacement de charge pour répondre aux signaux tarifaires (voir section 3.3) ;
- avec la **tarification incitative**, appliquée au **profil de base** ;
- avec la **tarification incitative**, appliquée au **profil optimisé**.

4.4.1 Cas du profil P_DcVE2

Afin d'illustrer les simulations tarifaires, nous proposons dans un premier temps de parcourir celles-ci sur base des **résultats obtenus pour le profil P_DcVE2**.

Pour rappel, le profil P_DcVE2 a été composé sur base du profil P_Dc (consommation annuelle de 3.408 kWh en bihoraire), auquel un profil théorique de recharge de véhicule électrique à domicile a été superposé (8.288 kWh par an, avec une borne de recharge privée d'une puissance de 7,4 kW, sans aucune optimisation du profil de recharge en fonction de signaux-prix actuels). La consommation du véhicule électrique, ainsi que des appareils électroménagers (lave-linge, lave-vaisselle et séchoir) a été optimisée pour chaque structure tarifaire, tant pour la tarification standard que pour la tarification incitative. Les optimisations sont différentes en fonction des structures tarifaires, mais également entre la tarification standard et la tarification incitative au sein d'une même structure. L'idée est notamment d'analyser les implications des différentes structures tarifaires pour ce profil, tenant compte de ces optimisations.

Sur base du profil de base, dans la tarification actuelle, c'est-à-dire la structure tarifaire 0, les coûts annuels de réseau et de *commodity* pour le P_DcVE2 s'élèvent à 2.970 €.

Un premier axe d'analyse consiste à regarder l'impact à la hausse ou à la baisse des structures tarifaires étudiées sur les coûts de réseau et de la commodity du P_DcVE2 par rapport à ses coûts actuels, et ce dans un scénario où le P_DcVE2 n'optimise pas ses charges. A profil de charge inchangé, nous pouvons comparer quels seraient ces mêmes coûts dans les différentes structures tarifaires pour le P_DcVE2, tant en tarification standard qu'en tarification incitative (voir figure ci-dessous).

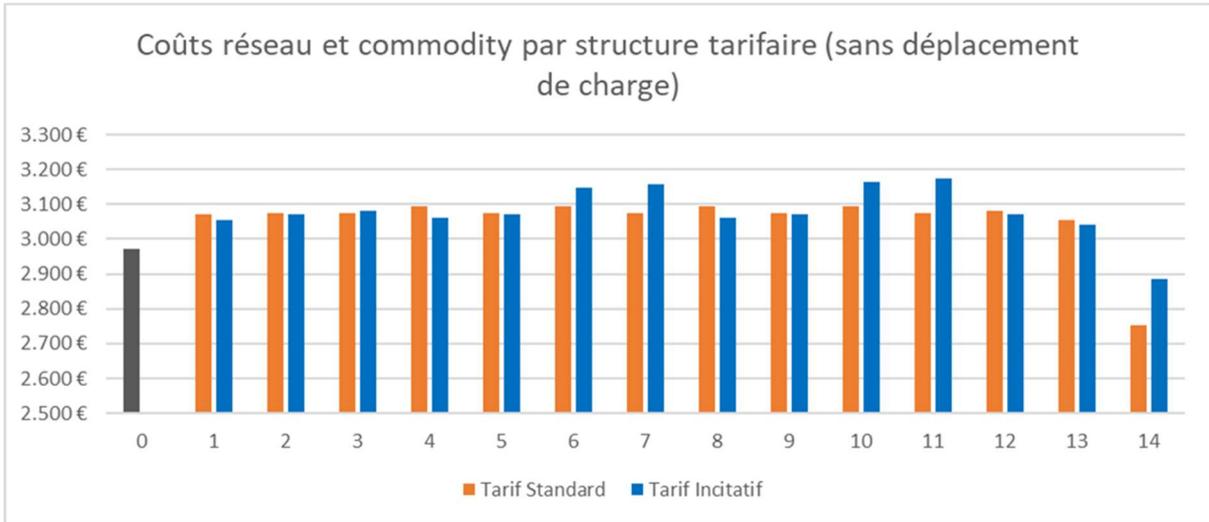


Figure 17 Comparaison des coûts du réseau et de la commodity pour le profil de base P_DcVE2 selon les différentes structures tarifaires (sans déplacement de charge)

Autrement dit, sans optimisation de son profil de charge, le P_DcVE2 paiera toujours plus cher dans toutes les structures étudiées, à l'exception de la structure 14, que ce dernier opte pour la tarification standard ou incitative. Les différences de coûts pour ce profil entre la structure tarifaire 0 et les structures tarifaires de 1 à 14 sont illustrées dans la figure suivante. Les coûts de réseau et de commodity pour ce profil, pour autant qu'il ne déplace pas ses charges, seraient au maximum de 204 € plus chers si la structure tarifaire 11 devait être retenue par exemple et que ce profil optait pour la tarification incitative, à savoir une hausse de 7% de ses coûts annuels de réseau et de commodity.

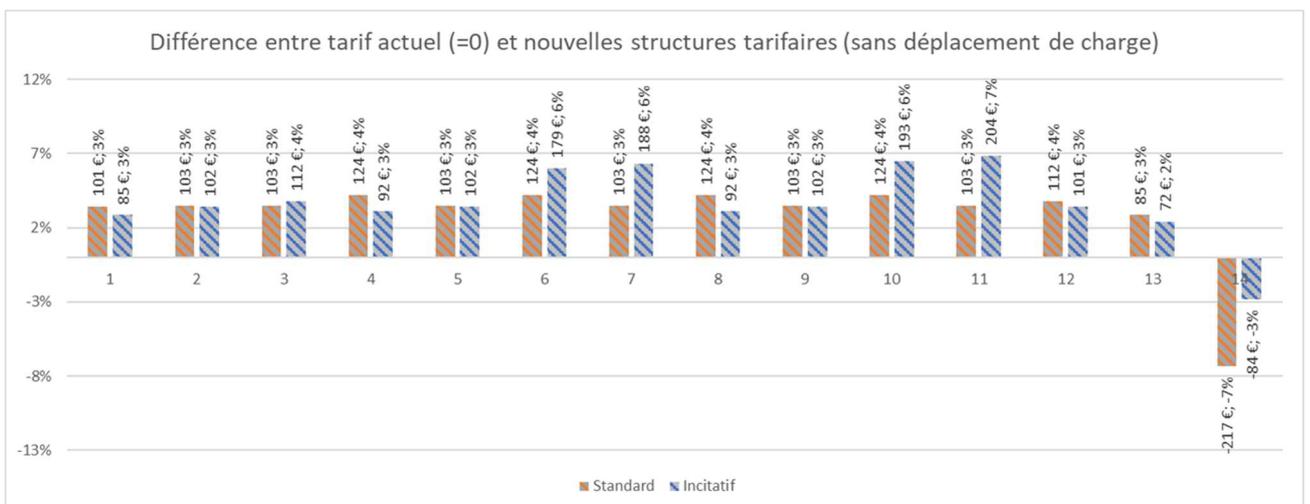


Figure 18 Différence entre les coûts du réseau et de la commodity de la structure tarifaire 0 avec les autres structures tarifaires, pour le profil de base P_DcVE2 (sans déplacement de charge)



Un deuxième axe d'analyse consiste à analyser le risque ou le gain potentiel maximum pour le P_DcVE2 à opter pour la tarification incitative par rapport à la tarification standard. Ainsi, les coûts de réseau et de la *commodity* de ce profil sont comparés pour chaque structure tarifaire entre le tarif standard sans déplacement de charge, d'un côté, et le tarif incitatif sans déplacement de charge (profil de base) et avec déplacement de charge (profil optimisé), de l'autre côté. La figure ci-après illustre les résultats obtenus.

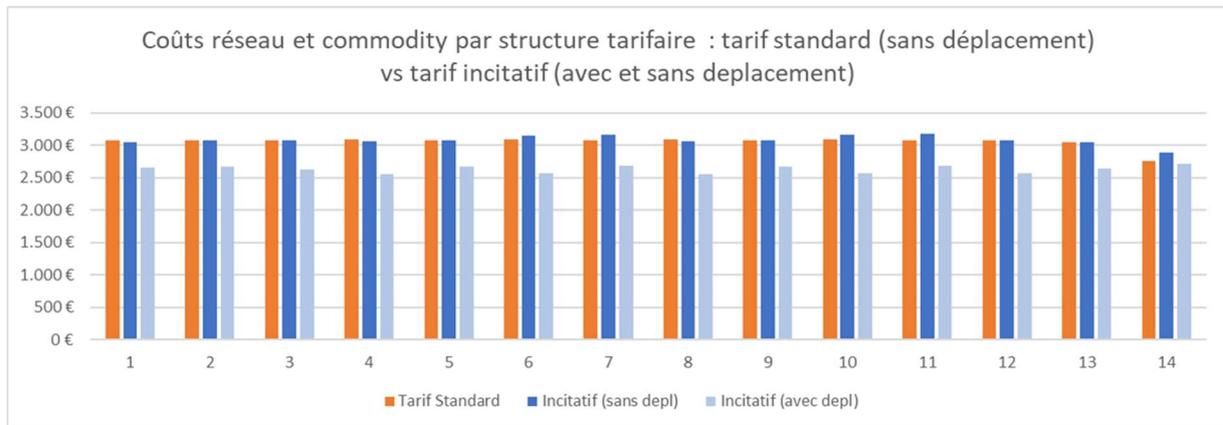


Figure 19 Comparaison des coûts du réseau et de la commodity pour chaque structure tarifaire de 1 à 14, entre la tarification standard appliquée au profil de base P_DcVE2 et la tarification incitative appliquée tant à ce même profil de base (sans déplacement de charge) qu'à ce profil optimisé (avec déplacement de charge)

Ainsi, pour la structure tarifaire 11 par exemple, si le profil P_DcVE2 opte pour la tarification incitative, ses coûts de réseau et de *commodity* augmenteront de maximum 100 € (+3% de ces coûts) s'il ne déplace aucunement ses charges. Par contre, ils diminueront de maximum 382 € (-12% d ces coûts) s'il déplace ses charges de façon optimale par rapport à ses coûts de réseau et de *commodity* en tarification standard. Ces intervalles de gains/pertes minimums et maximums sont illustrés dans la figure ci-après.

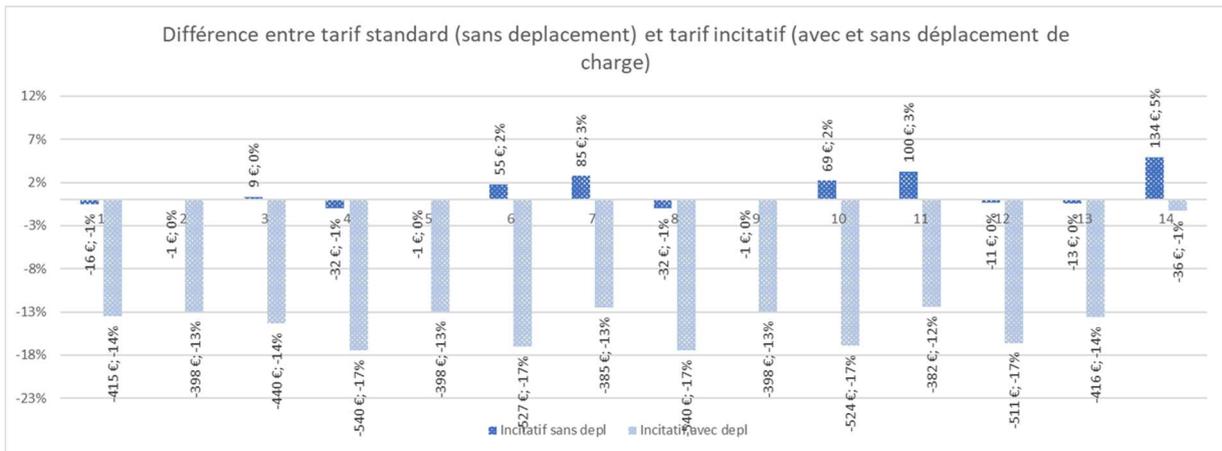


Figure 20 Pertes et gains financiers potentiels minimums et maximums du profil P_DcVE2 ayant opté pour la tarification incitative par rapport à la tarification standard (sans déplacement de charge) en fonction de sa capacité à déplacer ses charges flexibles

Enfin, un troisième axe d'analyse consiste à chiffrer le gain supplémentaire pour le P_DcVE2 qui serait à même d'optimiser ses déplacements de charges, entre la tarification standard et la tarification incitative. Il s'agit de chiffrer l'intérêt financier pour ce profil P_DcVE2 optimisé d'opter pour la tarification incitative. Rappelons que l'optimisation d'un profil est différente entre la tarification standard et la tarification incitative au sein d'une même structure tarifaire.

La figure suivante illustre les coûts annuels de réseau et de commodity pour le client P_DcVE2 entre d'un côté le tarif standard appliqué au profil sans déplacement de charge et, de l'autre côté, le tarif standard et le tarif incitatif appliqué au profil optimisé (avec déplacement de charge).

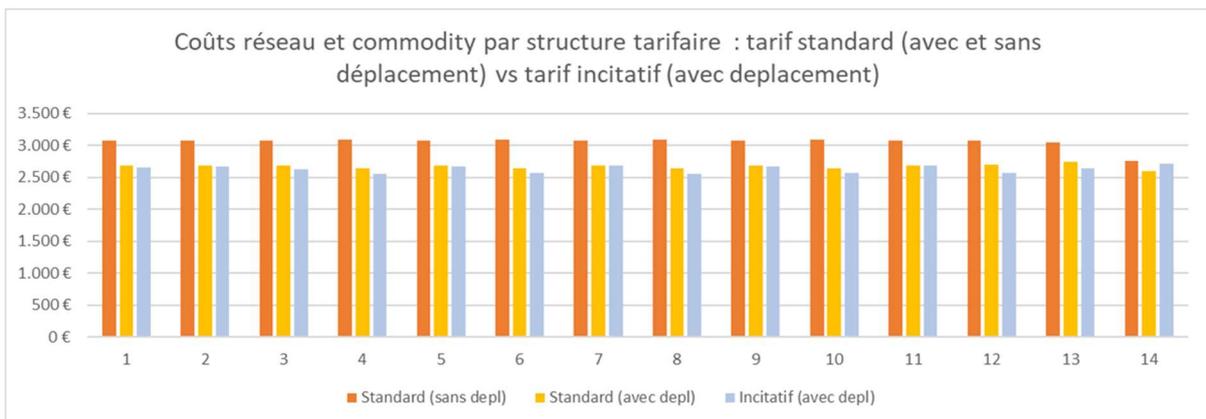


Figure 21 Comparaison des coûts du réseau et de la commodity pour chaque structure tarifaire de 1 à 14, entre la tarification standard appliquée au profil de base P_DcVE2 et les tarifications standard et incitative appliquées à ce même profil optimisé (avec déplacement de charge)

Dans le cas de la structure 11 par exemple, le gain financier réalisé par le profil P_DcVE2 qui serait capable d'optimiser parfaitement ses charges en fonction des signaux tarifaires, à opter pour la



tarification incitative serait annuellement de 382 € (à savoir 12% de ses coûts de réseau et de *commodity*) alors qu'il serait de 385 € en tarification standard (à savoir 13% de ces mêmes coûts). La différence entre ces deux montants illustre l'absence d'intérêt dans le cas de certaines structures pour certains profils à opter pour la tarification incitative, d'autant que la tarification incitative est plus contraignante et plus complexe pour les utilisateurs de réseau. Les gains financiers annuels entre les structures tarifaires standards et incitatives pour le profil P_DcVE2 optimisé sont illustrés ci-dessous.

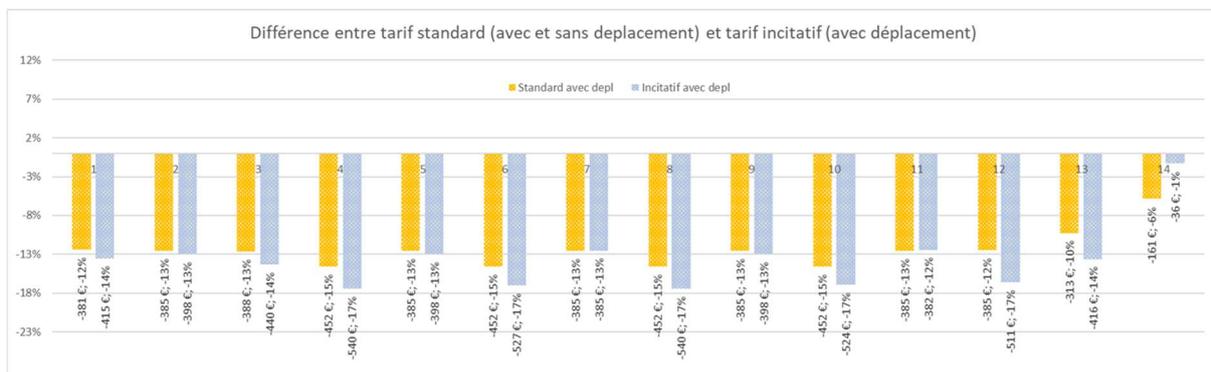


Figure 22 Gains financiers potentiels pour le profil de base P_DcVE2 ayant déplacé de manière optimale ses charges en fonction de signaux tarifaires, entre la tarification standard et la tarification incitative

4.4.2 Simulations tarifaires sur l'ensemble des profils

La section précédente a illustré les différentes simulations tarifaires réalisées sur le profil P_DcVE2, selon trois axes d'analyse :

1. Impact des structures tarifaires étudiées par rapport au tarif actuel (sans déplacement)
2. Pertes ou gains potentiels minimums et maximums à opter pour la tarification incitative (avec ou sans déplacement) par rapport à la tarification standard (sans déplacement)
3. Gains financiers potentiels en cas d'optimisation des déplacements de charges, entre la tarification standard et la tarification incitative.

Les mêmes simulations ont été réalisées sur l'ensemble des profils pour l'ensemble des structures tarifaires et sont disponibles **en annexe** de la présente étude.

Les constats suivants sont tirés de ces simulations.

- **1^{er} axe d'analyse** - Sur base des figures reprises à la section 6.1 de l'annexe, à **profil de consommation inchangé, par rapport à la structure tarifaire actuelle** (structure 0) :
 - o les structures tarifaires de 1 à 13, tant en standard qu'en incitatif, seraient **majoritairement défavorables aux profils résidentiels en bihoraire** (avec ou sans compteur exclusif de nuit), et également défavorables **aux profils professionnels** en bihoraire **avec une consommation importante en soirée** : P_lb2 (restaurant), P_lb1 (loisir communal), P_la3 (chambres d'hôtes). Elles seraient par contre **favorables aux**



profils en simple tarif et aux profils professionnels avec une forte consommation durant les heures solaires : P_Ia1 (administration), P_Ib3 (usinage). Concernant les profils P_BChar (borne de recharge publique) et P_EP (éclairage public), les structures sont tantôt favorables à ces profils, tantôt défavorables. L'ensemble de ces impacts est principalement explicable par l'introduction d'une plage horaire solaire à prix creux en journée, et par un calibrage trop favorable de la tension des tarifs simples par rapport aux tarifs bihoraires ;

- les structures tarifaires incitatives de 4 à 13, **avec l'application du terme capacitaire, impactent très lourdement certains profils professionnels** qui opteraient pour la tarification incitative. Les profils les plus impactés sont P_EP (éclairage public), P_Ib2 (restaurant), P_Ib1 (loisir communal) et P_BChar (borne de recharge publique). L'impact est plus important lorsque le seuil d'application du terme capacitaire se situe à 7 kW plutôt qu'à 12,7 kW ;
 - les structures tarifaires incitatives (4, 5, 8, 9, 12 et 13) **avec un seuil de puissance à 12,7 kW** pour le terme capacitaire **impactent négativement** la plupart des profils résidentiels disposant d'une **borne de recharge privée** pour véhicule électrique d'une puissance de **11 kW** ;
 - les structures tarifaires incitatives (6, 7, 10 et 11) **avec un seuil de puissance à 7 kW** pour le terme capacitaire **impactent négativement** la plupart des profils disposant d'une **borne de recharge privée** pour véhicule électrique d'une puissance de **7,4 kW ou de 11 kW** ;
 - la structure 14 a pour effet d'avantager majoritairement les gros consommateurs tant résidentiels que professionnels par rapport aux quatre plus petits consommateurs résidentiels (P_Da, P_Db, P_DcPV et P_Dc).
- **2^e axe d'analyse** - Sur base des figures reprises à la section 6.2 de l'annexe, **quel est la perte ou le gain financier minimum et maximum d'opter pour la structure tarifaire incitative**, en comparaison avec la structure standard sans déplacement de charge. A savoir, quel serait la perte ou le gain pour le profil ne réussissant pas du tout à déplacer ses charges en tarification incitative par rapport à la tarification standard, et quel serait le gain financier maximum si ce profil réussissait à déplacer ses charges de manière optimale.
- Neufs profils n'ont pas de charge flexible et ne sont donc pas considérés dans ce 2e axe d'analyse (P_Da, P_Db, P_Ia1, P_Ia3, P_Ib1, P_Ib2, P_Ib3, P_BChar et P_EP).
 - Pour les autres profils, dans les structures tarifaires 1 à 13, les **gains maximums réalisables** sont **importants** pour :
 - les **prosumers** qui optimisent leur autoconsommation¹⁶,
 - les **bornes de recharge** privées,
 - les **compteurs simple** tarif en tarification standard qui profitent de l'effet de plusieurs plages horaires lorsqu'ils basculent en tarification incitative,
 - **l'eau chaude sanitaire** électrique traditionnelle,
 - les pompes à chaleur dans une moindre mesure.Ces gains peuvent monter en cas de déplacement de charge optimal jusqu'à plus de 20% des coûts annuels de réseau et de *commodity* par rapport à la structure tarifaire standard sans déplacement de charge.

¹⁶ Pour rappel, l'autoconsommation n'est pas optimisée dans les profils de base des *prosumers*.



Les gains réalisables avec le déplacement de charge des appareils électroménagers restent marginaux. Également, il n’y a pas de gain réalisable pour les consommations sous compteur exclusif de nuit.

- Pour les **structures tarifaires de 1 à 3**, les profils avec charges flexibles n’ont **pas de risque** à opter pour la tarification incitative. Tout au plus, ils risqueront de perdre quelques euros dans le cas où ils ne réussiraient absolument pas à déplacer leurs charges flexibles.
 - Pour les **structures tarifaires** avec un seuil de puissance à 12,7 kW pour le terme capacitaire (**4, 5, 8, 9, 12 et 13**), les **risques financiers** encourus par les profils disposant d’une **borne de recharge** privée pour véhicule électrique d’une puissance de **11 kW** sont **importants**.
 - Pour les **structures tarifaires** avec un seuil de puissance à 7 kW pour le terme capacitaire (**6, 7, 10 et 11**), les **risques financiers** encourus par les profils disposant d’une **borne de recharge** privée pour véhicule électrique d’une puissance de **7,4 kW ou de 11 kW** sont **importants**.
 - Pour la structure tarifaire 14, les résultats sont plutôt disparates et n’ont pas été analysés plus en détail car le choix entre une tarification standard et une tarification incitative n’existe pas en Région flamande. L’utilisateur bascule de l’une vers l’autre au moment de l’installation de son compteur communicant.
- **3^e axe d’analyse** - Sur base des figures reprises à la section 6.3 de l’annexe, **quel est l’intérêt financier pour les profils optimisés d’opter pour la tarification incitative**, en comparaison avec la tarification standard. A savoir, quel est le gain pour le profil qui réussirait à déplacer de manière optimale ses charges tant en tarification incitative qu’en tarification standard, par rapport au profil de base (sans déplacement de charge) en tarification standard, et ce au regard de la complexité et des contraintes de la tarification incitative. Rappelons que, en vue de répondre adéquatement aux signaux tarifaires, l’optimisation d’un profil est différente entre la tarification standard et la tarification incitative au sein d’une même structure tarifaire.
- Pour les structures tarifaires de 1 à 13, les profils optimisés ayant un intérêt important à opter pour la tarification incitative sont les profils avec un simple tarif. Cependant, le fait d’opter pour une tarification bihoraire en tarification standard leur permettrait déjà de réaliser des gains financiers importants lorsque ces profils optimisent leur charge flexible.
 - **Pour les structures tarifaires à quatre plages horaires, pour lesquels le tarif est identique entre les heures solaires et les heures de nuit**, à savoir les structures **2, 5, 7, 9 et 11**, il n’y a que **très peu d’intérêt** financier pour les profils optimisés en bihoraire à choisir la tarification incitative plutôt que la tarification standard. Cela est imputable au fait que les tensions tarifaires des heures les moins chères en tarification incitatives sont très proches des tensions tarifaires des heures creuses de la tarification standard. De surcroît, lorsqu’un terme capacitaire s’applique dans la tarification incitative (structures 5, 7, 9 et 11), les gains financiers pour les profils optimisés en bihoraire avec des bornes de recharge privées pour véhicules électriques sont majoritairement inférieurs aux gains que ces profils optimisés pourraient espérer en tarification standard.
 - Pour la **structure tarifaire 1**, les gains financiers pour les profils optimisés avec des nouveaux usages électriques sont majoritairement de 1 à 2% supérieurs aux gains que



ces profils optimisés pourraient espérer en tarification standard, ce qui reste **assez faible**.

- Pour les **structures tarifaires 3, 4, 6, 8, 10, 12 et 13**, les **gains financiers** pour les profils optimisés avec des nouveaux usages électrique **varient de -1% à +5%** par rapport aux gains que ces profils optimisés pourraient espérer en tarification standard. Le profil résidentiel avec la consommation la plus importante (P_DdVEPAC) est soit avec un pourcentage de différence de gain très réduit par rapport aux autres profils (de l'ordre de +1%), soit avec un pourcentage négatif dans le cas des structures tarifaires 12 et 13 (de l'ordre de -1%). Pour les autres profils bihoraires avec des nouveaux usages, l'intérêt de passer en tarification incitative existe sans être d'apparence démesuré ou à l'inverse trop avantageux. Cela est principalement dû à des tensions tarifaires plus marquées, que dans les autres structures, entre les heures creuses de la tarification standard et les heures les moins chères en tarification incitative. Enfin, **la structure 3** montre **une différence de gains** entre la tarification incitative et la tarification standard **structurellement moins importante que les autres structures**, alors qu'elle contient le plus de plages horaires.
- Pour la structure tarifaire 14, le fait de basculer en tarification incitative par rapport à la tarification standard pour les profils optimisés représente souvent une perte financière. Rappelons cependant, comme pour le 2^e axe d'analyse, que le choix entre une tarification standard et une tarification incitative n'existe pas en Région flamande. L'utilisateur bascule de l'une vers l'autre au moment de l'installation de son compteur communicant.

5 Analyses et recommandations

5.1 Analyse des simulations sur les différentes structures tarifaires

Les simulations tarifaires permettent une analyse des différentes structures tarifaires selon plusieurs critères. Cette analyse est avant tout centrée sur l'utilisateur de réseau, les impacts sur le coût de son électricité et des incitants qu'il recevra en fonction des tarifs proposés.

Les trois premiers critères retenus pour mener cette analyse sont les suivants. Ils font directement échos aux résultats obtenus dans les simulations :

- Critère n°1 : Impacter de manière mineure les URD ne souhaitant pas ou ne pouvant pas s'inscrire dans cette démarche incitative voulue par les nouveaux tarifs. A ce propos, une comparaison est réalisée entre le coût de réseau et de *commodity* dans la structure tarifaire actuelle au regard des structures tarifaires futures, sans que les profils ne déplacent de charge (cf. axe 1).

- Critère n°2 : Inciter les utilisateurs de réseau à utiliser rationnellement leur énergie, tant dans l'intérêt du réseau, qu'en optimisant les signaux-prix liés à la *commodity*, mais également en privilégiant l'efficacité énergétique. Il s'agit donc d'inciter les utilisateurs de réseau à des comportements de consommation vertueux, la nouvelle structure tarifaire ne devrait ainsi pas revêtir un caractère décourageant ou punitif. Une attention particulière est portée aux profils avec des nouveaux usages électriques (cf. axe 2).



- Critère n°3 : Trouver l'équilibre entre la complexité de la future structure tarifaire au regard des bénéfices qu'elle apporte. La structure tarifaire future, certainement pour sa partie incitative, devra être facile de compréhension et de domestication par les utilisateurs de réseau. Les gains de la structure tarifaire incitative par rapport à la structure tarifaire standard doivent être jaugés en fonction de la complexité de cette structure incitative. Afin d'atteindre les gains potentiels de la tarification incitative, l'utilisateur de réseau devra adapter plus ou moins fortement son comportement de consommation, voire automatiser certains usages. En outre, la complexité plus ou moins importante de la tarification incitative aura par définition des coûts d'implémentation chez les acteurs du secteur, qui n'ont pas été chiffrés dans cette étude, mais dont il faut également tenir compte. Ces coûts seront difficilement justifiables si les gains pour l'utilisateur de réseau ne sont pas au rendez-vous (cf. axe 3).

Rappelons enfin que la structure tarifaire 14 a été intégrée à la présente étude à des fins d'analyse et de comparaison, et non comme possible structure tarifaire cible. Elle ne sera par conséquent plus traitée dans cette section.

Structure tarifaire	Impact par rapport à la structure tarifaire 2023 ? (critère 1)	Risque à opter pour la tarification incitative ? (critère 2)	Intérêt de la structure incitative pour les profils optimisés ? (critère 3)
1	Impact modéré	Pas de risque à basculer en tarif incitatif	Gains faibles (en moyenne 1,3% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors profils en TH ¹⁷)
2	Impact modéré	Pas de risque à basculer en tarif incitatif	Gains très faibles (en moyenne 0,6% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors profils en TH)
3	Impact modéré	Très faible risque à basculer en tarif incitatif	Gains faibles à moyens (en moyenne 1,6% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors profils en TH) La plus complexe quant aux plages horaires
4	Impact important pour certains professionnels si mauvais choix sur la tarification incitative Impact modéré pour les autres profils	Risque moyen pour les profils avec borne privée à 11kW	Gains moyens (en moyenne 3,1% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors TH) Complexe

¹⁷ Pour rappel, les profils en tarif simple (TH) obtiennent des gains importants en passant en tarification incitative simplement parce que ces profils passent de une à plusieurs plages horaires et optimisent leurs charges sur ces plages horaires. C'est la raison pour laquelle ces profils ne sont pas pris en compte dans le calcul du gain moyen. En effet, ces derniers pourraient déjà réaliser des gains importants en optant pour un comptage bihoraire en tarification standard et en optimisant leurs charges.



5	Impact important pour certains professionnels si mauvais choix sur la tarification incitative Impact modéré pour les autres profils	Risque moyen pour les profils avec borne privée à 11kW	Gains très faibles et pertes (en moyenne 0,6% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors TH) Complexe
6	Impact important pour certains professionnels si mauvais choix sur la tarification incitative Impact modéré pour les autres profils	Risque moyen à fort pour nombre de profils avec nouveaux usages	Gains moyens (en moyenne 2,8% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors TH) Complexe
7	Impact important pour certains professionnels si mauvais choix sur la tarification incitative Impact modéré pour les autres profils	Risque moyen à fort pour nombre de profils avec nouveaux usages	Gains très faibles et pertes (en moyenne 0,3% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors TH) Complexe
8	Impact important pour certains professionnels si mauvais choix sur la tarification incitative Impact modéré pour les autres profils	Risque moyen pour les profils avec borne privée à 11kW	Gains moyens (en moyenne 3,1% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors TH) Complexe
9	Impact important pour certains professionnels si mauvais choix sur la tarification incitative Impact modéré pour les autres profils	Risque moyen pour les profils avec borne privée à 11kW	Gains très faibles et pertes (en moyenne 0,5% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors TH) Complexe
10	Impact important pour certains professionnels si mauvais choix sur la tarification incitative Impact modéré pour les autres profils	Risque moyen à fort pour nombre de profils avec nouveaux usages	Gains moyens (en moyenne 2,7% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors TH) Complexe
11	Impact important pour certains professionnels si mauvais choix sur la tarification incitative Impact modéré pour les autres profils	Risque moyen à fort pour nombre de profils avec nouveaux usages	Gains très faibles et pertes (en moyenne 0,2% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors TH) Complexe
12	Impact important pour certains professionnels si mauvais choix sur la tarification incitative	Risque moyen pour les profils avec borne privée à 11kW	Gains moyens, sauf profil P_DdVEPAC (en moyenne 2,9% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors TH) Complexe



	Impact modéré pour les autres profils		
13	Impact important pour certains professionnels si mauvais choix sur la tarification incitative Impact modéré pour les autres profils	Risque moyen pour les profils avec borne privée à 11kW	Gains moyens, sauf profil P_DdVEPAC (en moyenne 2,4% de gains pour les profils avec charges déplaçables, hors TH) Complexe

A ce stade, **il nous apparaît donc que les structures tarifaires 1, 2, 5, 7, 9 et 11 ne doivent pas être retenues**, car la tarification incitative de ces structures n'incitera pas les utilisateurs de réseau à opter pour celle-ci, ce qui reviendrait à ne proposer que la tarification standard.

La structure 3 est également écartée pour des raisons similaires car c'est la structure qui apporte le moins de gains supplémentaires entre la tarification standard et la tarification incitative des structures restantes, alors qu'elle a le nombre de plage horaire le plus important.

Les structures 6 et 10 sont également écartées à ce stade car le risque financier est important pour nombre de profils avec des nouveaux usages (principalement les profils avec une borne de recharge privée pour véhicule électrique de 7,4 kW ou 11 kW) d'opter pour la tarification incitative. Ce constat s'applique également aux structures 7 et 11 déjà écartées précédemment. Ce risque pourrait décourager des utilisateurs de réseau correspondant à ces profils de s'inscrire dans cette tarification incitative, ce qui hypothéquerait les objectifs poursuivis par la tarification.

Concernant **les structures tarifaires restantes**, à savoir **4, 8, 12 et 13**, ces dernières **montrent également plusieurs effets négatifs sur les profils**. En effet, elles risquent de lourdement impacter certains profils professionnels qui opteraient en méconnaissance de cause pour la tarification incitative, fait que nous ne pouvons exclure. En outre, vu les risques financiers pour les profils avec une borne de recharge privée pour véhicule électrique de 11 kW d'opter pour la tarification incitative, nous craignons que les utilisateurs de réseau correspondant à ces profils n'optent pas pour la tarification incitative, or ce sont les plus gros consommateurs résidentiels avec les pointes de charge les plus importantes. Enfin, spécifiquement pour les structures 12 et 13, les utilisateurs de réseau correspondant au profil avec les plus importantes consommations résidentielles (P_DdVEPAC) ne seraient pas non plus incités à opter pour la tarification incitative lorsqu'ils optimisent leurs charges. Pour l'ensemble de ces raisons, **ces structures tarifaires, telles quelles, ne peuvent non plus être retenues**.

Les raisons de ces effets négatifs sur les profils dans les structures 4, 8, 12 et 13 sont à trouver dans l'application du terme capacitaire. Dès lors, nous avons procédé à de **nouvelles simulations pour ces structures tarifaires** en mettant **le terme capacitaire de la tarification incitative à 0 €/kW** pour continuer l'analyse d'une tarification incitative différenciée d'une tarification standard. Vu les effets négatifs précités, sans une telle adaptation dans ces quatre structures, nous devrions conclure à ce stade que seule une structure tarifaire standard pourrait être recommandée.



5.2 Simulations des structures tarifaires 4, 8, 12 et 13 avec le terme capacitaire incitatif à 0 €/kW

Des simulations tarifaires sur l'ensemble des profils, selon les mêmes trois axes d'analyse détaillés dans la section 4.4.2 ont été réalisées pour les structures 4, 8, 12 et 13 en ne tenant pas compte du terme capacitaire incitatif, à savoir en le fixant à 0 €/kW.

D'un point de vue méthodologique, le calibrage des tarifs de ces structures reste correct avec un terme capacitaire à 0 €/kW. En effet, les recettes relatives au terme capacitaire dans les structures 4 à 13 avaient été considérées par prudence comme étant nulle lors du calcul des tarifs par ORES. La variation de ce terme capacitaire n'a donc pas d'impact sur le calibrage des tarifs proportionnels. Cette variante sans terme capacitaire envisagée sur les structures tarifaires 4, 8, 12 et 13 peut donc être valablement comparée avec les autres structures tarifaires.

En outre, les déplacements de charge des profils optimisés n'ont pas été recalculés pour ces nouvelles simulations. Cela ne semblait pas nécessaire puisque lors du calcul de ces profils optimisés, les volumes déplacés l'ont d'abord été dans le ou les plages horaires creuses, et puis ensuite la puissance de prélèvement a été optimisée.

Enfin, étant donné que la structure tarifaire 4 diffère de la structure 8 uniquement par la période d'application du terme capacitaire incitatif, les résultats de ces nouvelles simulations pour ces deux structures sont les mêmes. **Seuls les résultats de la structure tarifaire 4 seront gardés et présentés.**

Les résultats de ces simulations, repris en section 6.4 de l'annexe, **gommant l'ensemble des effets négatifs sur les profils**, relevés pour ces mêmes structures avec un terme capacitaire appliqué en tarification incitative, à savoir :

- Impacts beaucoup plus modérés pour certains profils professionnels si ces derniers devaient opter de manière inopportune pour la tarification incitative, au regard des mêmes structures tarifaires incluant un terme capacitaire (NB : ceci n'enlève en rien l'importance pour ces profils de choisir entre la tarification standard et incitative en fonction de leur profil de consommation),
- Absence de risques financiers pour les profils avec une borne de recharge privée pour véhicule électrique de 11 kW d'opter pour la tarification incitative par rapport à la tarification standard,
- Spécifiquement pour les structures 12 et 13, les utilisateurs de réseau correspondant au profil avec les plus importantes consommations résidentielles (P_DdVEPAC) seraient désormais incités à opter pour la tarification incitative lorsqu'ils optimisent leurs charges.

Aucun effet collatéral sur les autres profils n'a par ailleurs été observé.

5.3 Hauteur des gains des structures tarifaires incitatives 4, 12 et 13 avec le terme capacitaire incitatif à 0 €/kW



Considérant que la tarification incitative doit permettre des gains financiers récompensant les comportements vertueux pour encourager les utilisateurs à opter pour cette tarification, il faut cependant s'assurer que ces gains ne soient ni trop élevés¹⁸, ni trop faibles.

Ainsi, il nous semble opportun dans un premier temps pour les trois structures tarifaires retenues d'analyser le gain en pourcentage des coûts annuels de réseau et de *commodity* que peut réaliser chaque profil optimisé en optant pour la tarification incitative par rapport à la tarification standard. Rappelons qu'il s'agit d'un gain maximum, considérant un profil totalement optimisé.

La figure et le tableau ci-dessous représentent ce pourcentage de gains. A noter que les profils n'ayant pas la possibilité de déplacer leurs charges, ainsi que les profils en simple tarif (qui profitent de l'effet de plusieurs plages horaires en tarification incitative par rapport à la tarification standard en simple tarif – voir section 4.4.2), ont été enlevés de la figure et des résultats du tableau pour plus de lisibilité.

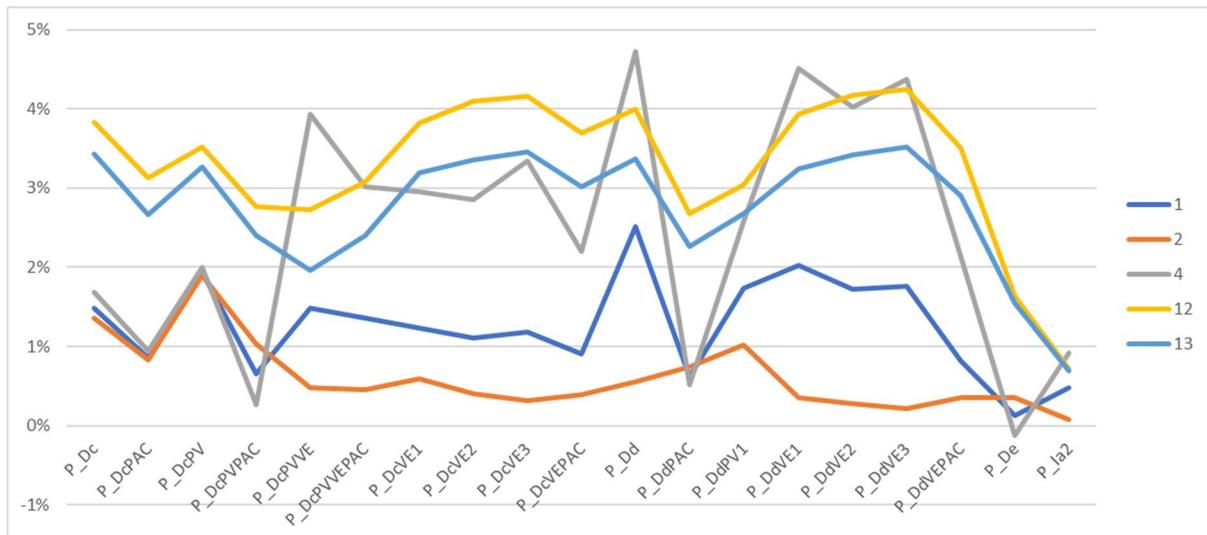


Figure 23 Pourcentages de gains par rapport aux coûts annuels du réseau et de la commodity, entre la tarification standard et la tarification incitative pour les profils optimisés – structure tarifaire 1, 2, 4, 12 et 13 avec un terme capacitaire incitatif à 0 €/kW

Structure tarifaire ¹⁹	4	12	13
Pourcentage moyen	2,47%	3,30%	2,78%
Ecart-type	1,45%	0,90%	0,74%
Min	-0,12%	0,72%	0,69%
Max	4,73%	4,24%	3,52%

¹⁸ Des gains trop élevés pourraient entre autres avoir comme conséquence, à revenu autorisé et volumes constants, de renchérir les coûts de réseau pour les autres utilisateurs, à savoir ceux qui n'ont pas la capacité de déplacer leurs charges.

¹⁹ Il s'agit de la moyenne, de l'écart-type, des valeurs minimales et maximales uniquement pour les profils présentés dans la figure ci-avant.



Les structures tarifaires 1 et 2 ont été ajoutées au graphique pour illustrer les faibles gains obtenus en tarification incitative par rapport à la tarification standard pour les profils optimisant leurs charges dans ces structures. Ceci confirme pour ces dernières les conclusions de la section précédente.

Les variations observées sur la structure tarifaire 4 donnent un message moins systématique, et donc moins évident, à l'utilisateur du réseau quant à son choix pour la structure tarifaire incitative. En outre, c'est la structure tarifaire qui a le pourcentage moyen de gain entre la tarification standard et la tarification incitative le plus faible.

A l'inverse, **les structures tarifaires 12 et 13 donnent un message plus constant, plus cohérent, plus systématique** aux utilisateurs de réseau, à l'exception tout à fait normale des deux profils P_De et P_la2 qui ont une consommation importante et proportionnellement très peu de charges flexibles.

En outre, **la structure tarifaire 12 donne plus d'incitants financiers, plus de gains, à opter pour la tarification incitative que la structure 13.**

Par ailleurs, certains profils dans la structure tarifaire 4 ont un intérêt moindre et limité à opter pour la tarification incitative, contrairement aux structures tarifaires 12 et 13. Les utilisateurs de réseau correspondant à ces profils risquent donc de moins facilement opter pour la variante incitative dans cette structure tarifaire 4. Dès lors, il nous semble justifié de l'écartier également à ce stade de l'analyse – les structures tarifaires 12 et 13 apparaissent comme plus pertinentes.

Enfin, la fin de cette section propose **une analyse de la hauteur des gains financiers récompensant les déplacements de charge**. Il faut en effet que ces gains ne soient **ni trop élevés, ni trop faibles**.

Nous allons ainsi considérer que les gains obtenus pour les déplacements de charge en tarif bihoraire dans la structure tarifaire actuelle, à savoir la structure 0, peuvent être réputés de par leur application historique passée comme correctement calibrés. En d'autres termes, la structure tarifaire 0 va être considérée comme une jauge pour évaluer la hauteur de ces gains dans les structures tarifaires 12 et 13.

L'analyse ci-après montre ce qu'offrent des déplacements de charge optimisés dans les structures 0, 12 et 13 et compare les gains obtenus entre d'un côté la structure tarifaire 0 (considérée comme la jauge) et les structures tarifaires 12 et 13, tant en tarification standard qu'incitative.

Les graphiques suivants montrent pour le profil P_Dc, associé avec une borne de recharge privée pour véhicule électrique (P_DcVE1, P_DcVE2, P_DcVE3), associé avec une pompe à chaleur (P_DcPAC) ou associé avec une borne de recharge privée pour véhicule électrique et une pompe à chaleur (P_DcVEPAC), **la différence de gains** (exprimée en pourcentage) sur les coûts annuels de réseau et de *commodity* **entre le profil optimisé et le profil de base dans la structure tarifaire 0 et dans les structures tarifaires 12 et 13, tant en tarification standard qu'incitative**. En d'autres mots, les pourcentages dans les deux graphiques suivants montrent dans quelle mesure les structures tarifaires 12 et 13 sont plus ou moins « généreuses » en termes de gains financiers, que la structure tarifaire actuelle, pour un utilisateur de réseau capable de déplacer ses charges de manière optimale.

Il faut noter que l'optimisation des charges des électroménagers n'est pas prise en compte dans les gains liés à la structure 0. Ces charges sont réputées déjà optimisées dans le profil de base P_Dc, ce qui biaise légèrement l'analyse avec une différence de l'ordre de quelques dizaines d'euros sur les



coûts annuels de réseau et de *commodity*. Les *prosumers* ont également été enlevés de l'analyse à cause de l'optimisation de leur autoconsommation qui biaise elle totalement les résultats.

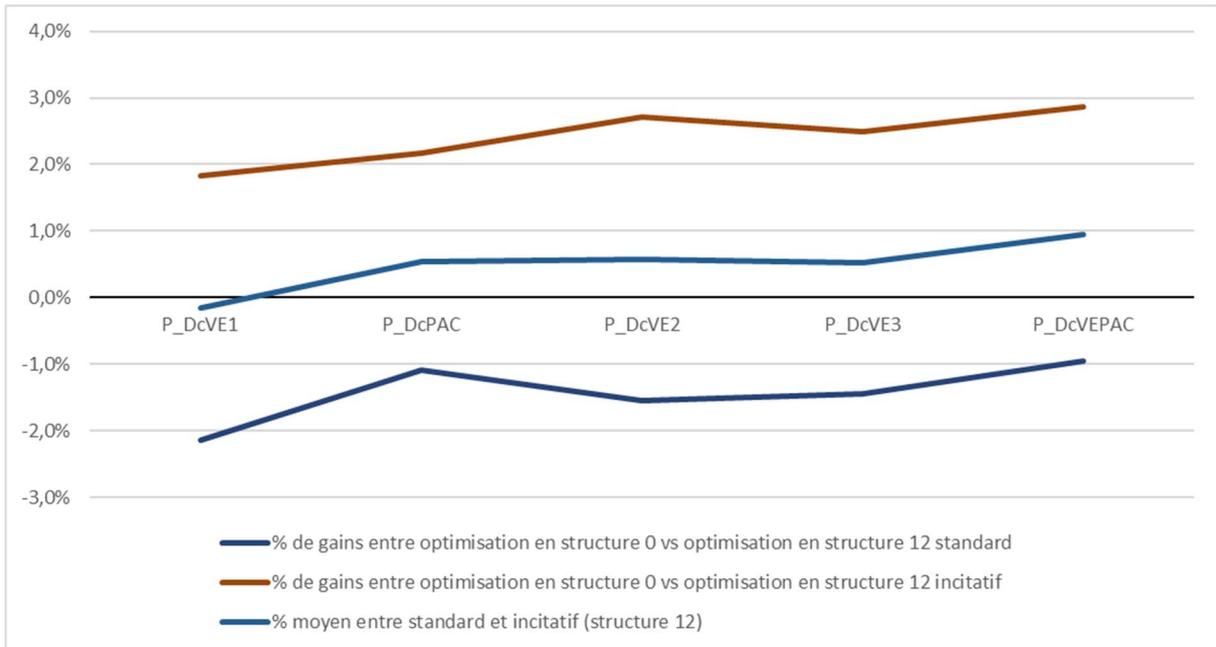


Figure 24 Comparaison (en pourcentage) entre les gains obtenus sur les coûts annuels de réseau et de la commodity en optimisant le profil de base dans la structure tarifaire 0 et les gains obtenus sur les coûts annuels de réseau et de la commodity en optimisant le profil de base dans les structures tarifaires 12 (avec terme capacitaire incitatif à 0 €/kW) tant en tarification standard qu'incitative

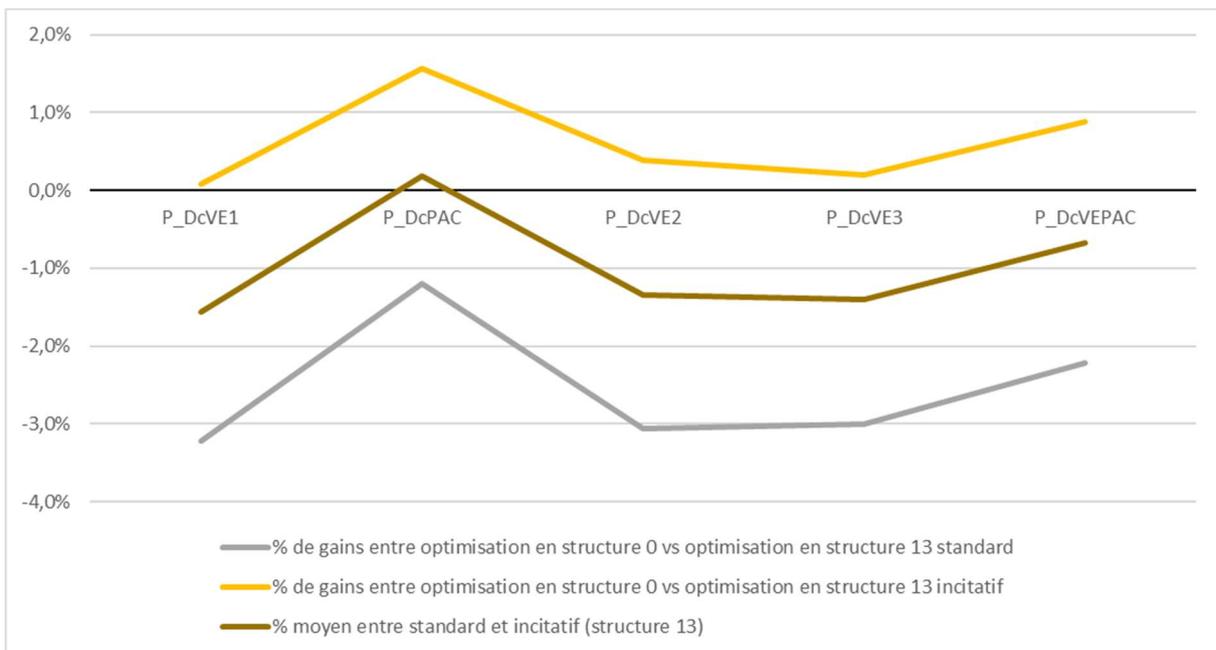


Figure 25 Comparaison (en pourcentage) entre les gains obtenus sur les coûts annuels de réseau et de la commodity en optimisant le profil de base dans la structure tarifaire 0 et les gains obtenus sur les coûts annuels de réseau et de la commodity en optimisant le profil de base dans les structures tarifaires 13 (avec terme capacitaire incitatif à 0 €/kW) tant en tarification standard qu'incitative



Structure tarifaire	Moyenne % gains structure standard	Moyenne % gains structure incitative	Moyenne % gains	Moyenne gains EUR structure standard	Moyenne gains EUR structure incitative	Moyenne gains EUR
12	-1,4%	2,4%	0,5%	-37,63 €	69,01 €	15,69 €
13	-2,5%	0,6%	-1,0%	-70,59 €	16,71 €	-26,94 €

Ainsi pour la structure tarifaire incitative 12, les gains réalisables annuellement en moyenne pour les profils P_Dc retenus dans la figure ci-dessus qui optimisent parfaitement leurs charges sont de 2,4% supérieurs à ces mêmes gains dans la structure tarifaire actuelle (structure 0) ; en structure tarifaire standard 12, ces gains sont en moyenne de 1,4% inférieurs à la structure actuelle. En euro, ces variations moyennes annuelles s'élèvent respectivement à 69,01 € et -37,63€.

Au vu de ces résultats d'analyse, et considérant que les gains relatifs aux déplacements de charges des appareils électroménagers ne sont pas inclus dans les gains des profils optimisés de la structure tarifaire 0, la structure tarifaire 12 apparaît comme étant celle qui permet en moyenne les gains les plus proches des gains actuels lorsqu'un utilisateur de réseau déplace ses charges relatives à son véhicule électrique ou à sa pompe à chaleur. Autrement dit, il s'agit de la structure tarifaire dont les gains relatifs aux déplacements de charge apparaissent comme les mieux calibrés, ni trop faible ni trop important, au regard de l'analyse réalisée. S'agissant en outre de la structure tarifaire qui encourage financièrement le plus les profils à opter pour la tarification incitative, cette **structure tarifaire 12, avec un terme capacitaire incitatif à 0 €/kW retient à ce stade notre préférence.**

5.4 Simulations des coûts de réseau et de la *commodity* distinctement pour la structure tarifaire 12

La figure ci-après montre en pourcentage le gain financier maximum sur les coûts de réseau et la *commodity* de la structure tarifaire incitative 12 pour chaque profil optimisé, en comparaison avec la même structure tarifaire en version standard et sans déplacement de charge, en séparant les gains liés aux coûts de réseau et les gains liés à la *commodity*.

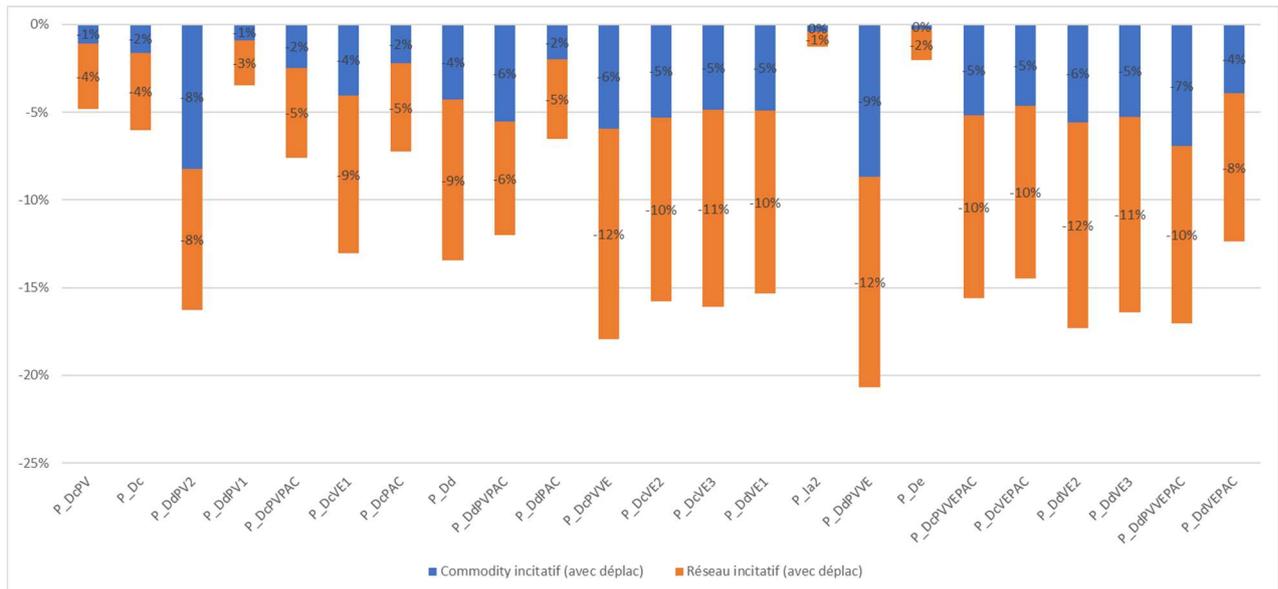


Figure 26 Gains financiers maximums de la tarification incitative pour tous les profils en comparaison avec la structure standard sans déplacement de charge, en séparant les gains réalisés sur les coûts de réseau et ceux réalisés sur la commodity (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire standard sans déplacement de charge du profil)

Les gains réalisés sur la partie réseau sont deux fois plus important que ceux sur la partie commodity pour la majorité des profils, à l'exception des profils simple tarif où les gains tendent plutôt à s'équilibrer entre les deux coûts.

Comme mentionné à la section 4.2.2, les signaux prix de la commodity semblent a priori adaptés aux plages horaires des nouvelles structures tarifaires. Cette situation peut évidemment fluctuer dans le temps. Il est donc important que les signaux prix donnés par les coûts de réseau puissent être suffisamment forts pour maintenir l'incitatif global pour les utilisateurs de réseau.

5.5 Attrait du tarif simple par rapport au tarif bihoraire dans la structure tarifaire 12 avec un terme incitatif à 0 €/kW

Les analyses de la section 4.4.2 ont montré que, dans la majorité des structures tarifaires, les coûts des profils bihoraire sans déplacement de charge étaient impactés à la hausse alors que ceux des profils simple tarif étaient impactés à la baisse.

Les simulations suivantes montrent, pour les profils bihoraire sans déplacement de charge et avec déplacement de charge, l'impact sur leurs coûts de réseau et de commodity d'un changement du tarif bihoraire vers le tarif simple dans la structure tarifaire actuelle (structure tarifaire 0) (figure 27) et dans la structure tarifaire 12 standard (figure 28).

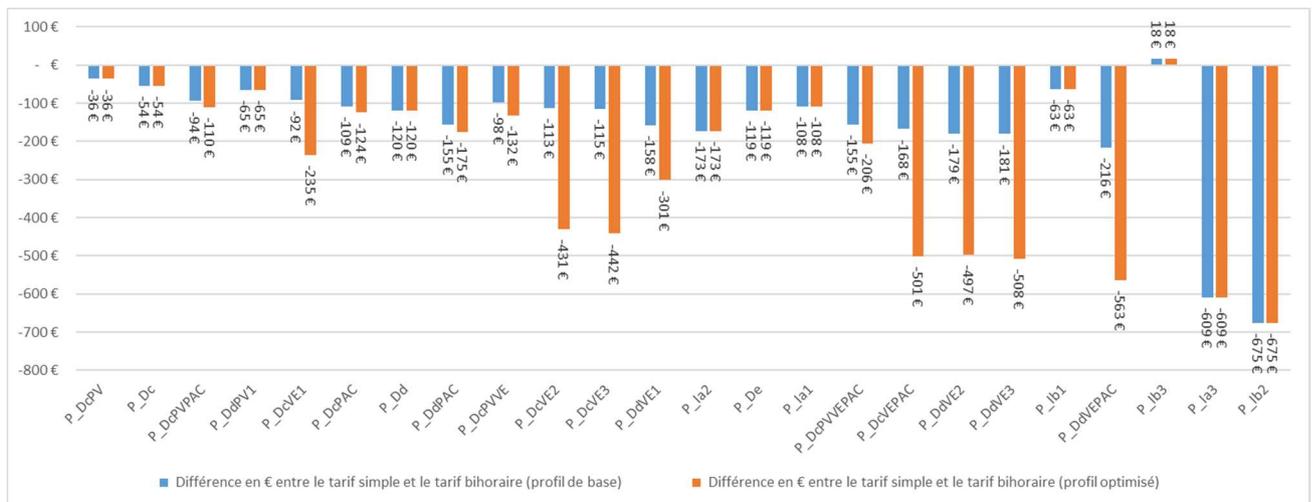


Figure 27 Différence sur les coûts du réseau et de la commodity pour les profils bihoraire entre le tarif simple et le tarif bihoraire, avec et sans déplacement de charge – structure tarifaire 0

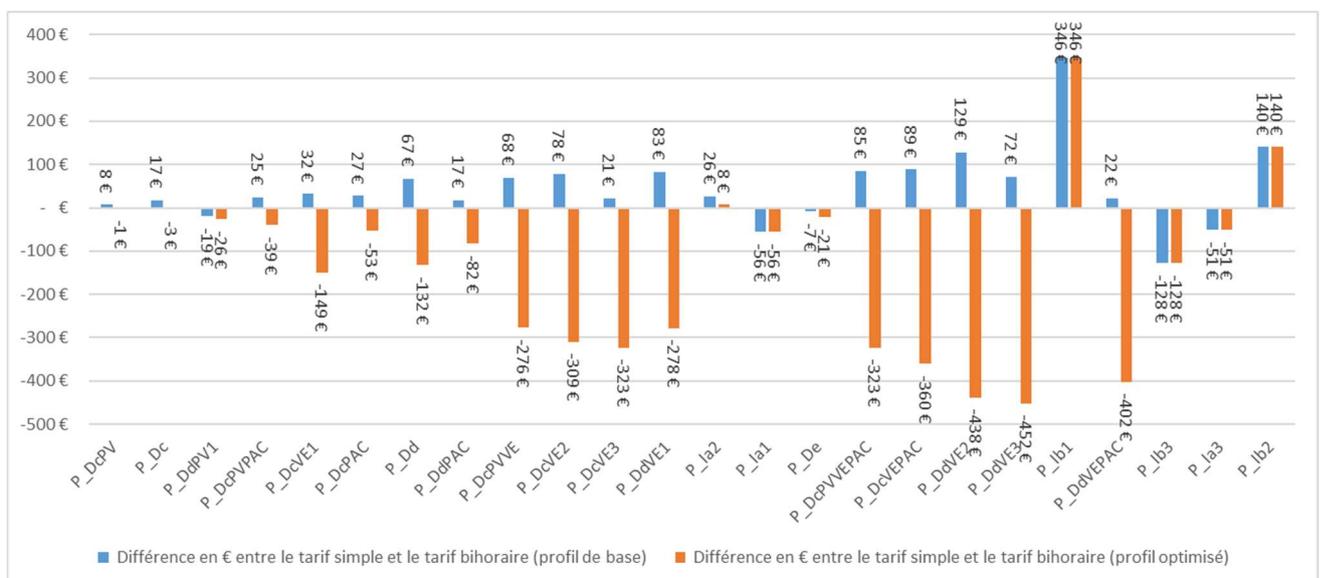


Figure 28 Différence sur les coûts du réseau et de la commodity pour les profils bihoraire entre le tarif simple et le tarif bihoraire, avec et sans déplacement de charge – structure tarifaire standard 12 (avec terme capacitaire incitatif à 0 €/kW)

Dans le cas de la structure tarifaire 0, aucun profil bihoraire n'aurait intérêt à passer vers un simple tarif, à l'exception du profil professionnel P_Ib3. **Concernant la structure tarifaire 12 standard, les profils de base bihoraire pourraient être incités à passer vers un simple tarif**, ce qui irait à contrecourant des évolutions voulues par la nouvelle tarification. C'est certainement le cas du profil P_Dc qui, à profil de consommation inchangé, gagnerait 17 € par an à opter pour un tarif simple plutôt que bihoraire et ne gagnerait que 3 € par an à rester en bihoraire plutôt que d'opter pour le simple tarif, en cas d'optimisation de ses charges.



Un recalibrage de la tension du simple tarif dans la structure tarifaire 12 standard apparaît donc comme souhaitable.

5.6 Recommandations finales quant à la structure tarifaire à adopter en Région wallonne pour les tarifs de réseau

Au vu des analyses qui précèdent, parmi les structures tarifaires et les profils retenus, **nous recommandons à la CWaPE de mettre en œuvre dès 2026 la structure tarifaire 12, moyennant les adaptations suivantes :**

- **Mettre le terme capacitaire en tarification incitative à 0 €/kW**, et ce tant que des problèmes de pointes de prélèvement hors périodes de pointe actuelle sur le réseau basse tension ne sont pas rencontrés²⁰. Une évolution lente vers une tarification capacitaire avec un terme supérieure à 0 €/kW pourrait en effet être envisagée à moyen ou à long terme en fonction des congestions qui pourraient être observées sur les réseaux de distribution en basse tension. A ce propos, introduire sur les grilles tarifaires des gestionnaires de réseau de distribution ce terme capacitaire à 0 €/kW pourrait être un bon signal à l'attention du marché et des utilisateurs de réseau quant à une évolution future de la tarification. Même si cette adaptation peut paraître contre-intuitive d'un point de vue réseau, nous pensons que maintenir le terme capacitaire incitatif supérieur à 0 €/kW pourrait provoquer des chocs tarifaires très importants sur des utilisateurs professionnels de réseau de distribution en basse tension, mais cela pourrait également décourager les utilisateurs résidentiels de réseau avec les plus grosses consommations d'opter pour la tarification incitative. Ceci risquerait de mettre à mal l'image et la participation d'un plus grand nombre d'utilisateurs à cette tarification incitative, et par conséquent ses effets voulus pour une transition énergétique à moindre coût pour tous.
- **Calibrer les tensions entre d'une part le tarif simple et d'autre part les tarifs bihoraire** (et par voie de conséquence les tarifs proportionnels de la structure incitative) pour ne pas encourager les utilisateurs du réseau qui sont aujourd'hui avantageusement en bihoraire à basculer en tarif simple.

Les tensions tarifaires actuellement proposées dans la structure tarifaire 12, qui la différencient de la structure 13, permettront de donner un incitant suffisant, sans être inutilement trop avantageux, aux utilisateurs qui souhaitent optimiser leurs prélèvements d'électricité, ce qui rendra la tarification incitative attractive. Ceci est d'autant plus important que les coûts de la *commodity*, qui sont identiques dans les deux structures 12 et 13 et actuellement suffisamment différenciés²¹ entre plages horaires, pourraient fluctuer, les tensions s'affaiblir et ainsi déformer le signal-prix donné à l'utilisateur.

²⁰ Sans congestions manifestes des prélèvements sur les réseaux basse tension hors périodes actuelles de pointe, l'introduction d'un terme capacitaire toutes les heures de l'année n'a pas encore d'intérêt. En effet, les utilisateurs de réseau sont incités par les tarifs proportionnels et leurs plages horaires à déplacer leurs charges en dehors des heures de pointe, ce qui devrait impacter bénéfiquement la pointe synchrone du réseau. Par ailleurs, si aucune pointe synchrone dimensionnante pour le réseau n'est observée durant les heures creuses, il n'a a priori pas d'intérêt à plafonner la capacité de prélèvement des utilisateurs à ces moments.

²¹ Pour rappel, une telle différenciation de la tension dans les tarifs de la *commodity* n'est pas observée entre les heures solaires et les heures de nuit des structures 1, 4, 6, 8 et 10)



Le maintien de tensions tarifaires fortes au niveau des coûts de distribution semble donc essentiel à l'attrait à long terme de cette structure incitative pour les utilisateurs.

Également, la structure tarifaire 12 avec un terme capacitaire à 0 €/kW, au-delà de donner des signaux-prix utiles au regard des enjeux de la transition énergétique à moindre coût pour les réseaux et pour les utilisateurs, permettra de ne pas impacter les clients professionnels qui choisiraient la structure incitative, ni décourager les détenteurs de borne de recharge privée pour véhicule électrique de 11 kW de s'inscrire dans la tarification incitative. Ainsi, la tarification incitative devrait être vue positivement par la majorité des utilisateurs du réseau, ce qui devrait naturellement augmenter le nombre d'utilisateurs de réseau qui y souscriront.

Par ailleurs, le fait d'avoir dans cette structure une période d'heures creuses en soirée qui commence à 22h dans la tarification standard et à 1h dans la tarification incitative, devrait permettre un foisonnement plus important des charges entre les utilisateurs en tarification standard et les utilisateurs en tarification incitative, et ce sans nécessairement introduire des risques liés à un terme capacitaire. Ce terme pourrait en effet être contreproductif s'il est perçu comme punitif financièrement par certains utilisateurs qui se détourneraient ainsi de la tarification incitative, vexatoire pour d'autres parce qu'ils n'auraient pas les moyens de diminuer leur puissance sans impacter leur confort alors qu'ils sont capables de déplacer leur consommation à des moments opportuns, ou enfin injuste pour les gros utilisateurs professionnels n'ayant pas de charge flexible ou pour des utilisateurs ayant payé un prix important pour un renforcement de puissance de leur raccordement au travers des tarifs non-périodiques.

Il y aura également lieu de se poser la question si la structure tarifaire 12 devrait intégrer un terme fixe ou un terme capacitaire applicable sur la capacité de raccordement pour la tarification standard. L'enjeu ne semble pas se situer à ce niveau-là et le terme capacitaire pourrait par principe être maintenu, pour autant que cela ne génère pas de coûts d'implémentation trop importants pour le secteur et que l'application des tarifs non périodiques ne fassent pas apparaître ce terme capacitaire comme étant une double facturation pour un même service, à savoir une même capacité mise à disposition.

En outre, rappelons que les analyses réalisées dans cette étude ont été menées sur 32 profils illustratifs pour le seul gestionnaire de réseau de distribution ORES, à volume et à revenu autorisé constant sur l'année 2023. Cette étude n'avait pas non plus pour objectif d'analyser les investissements dans le réseau, éventuellement évités ou postposés grâce à la tarification. Il y aura donc lieu de rester prudent quant aux impacts tarifaires sur l'ensemble des utilisateurs de réseau en basse tension en Région wallonne et sur les implications pour les autres gestionnaires de réseau de distribution qu'ORES, notamment en matière de tension tarifaire entre les tarifs actuels et futurs.

Enfin, concernant les heures de basculement vers et en dehors de la plage horaire dite solaire, il reviendra aux gestionnaires de réseau de distribution de confirmer ces heures à respectivement 10h et 16h, plutôt que 11h et 17h.



6 Annexes

6.1 Impact à la hausse (+) ou à la baisse (-) pour tous les profils, des structures tarifaires 1 à 14 sur les coûts de réseau et de *commodity* par rapport aux coûts de la structure tarifaire 0, sans optimisation des charges (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire 0 ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro)

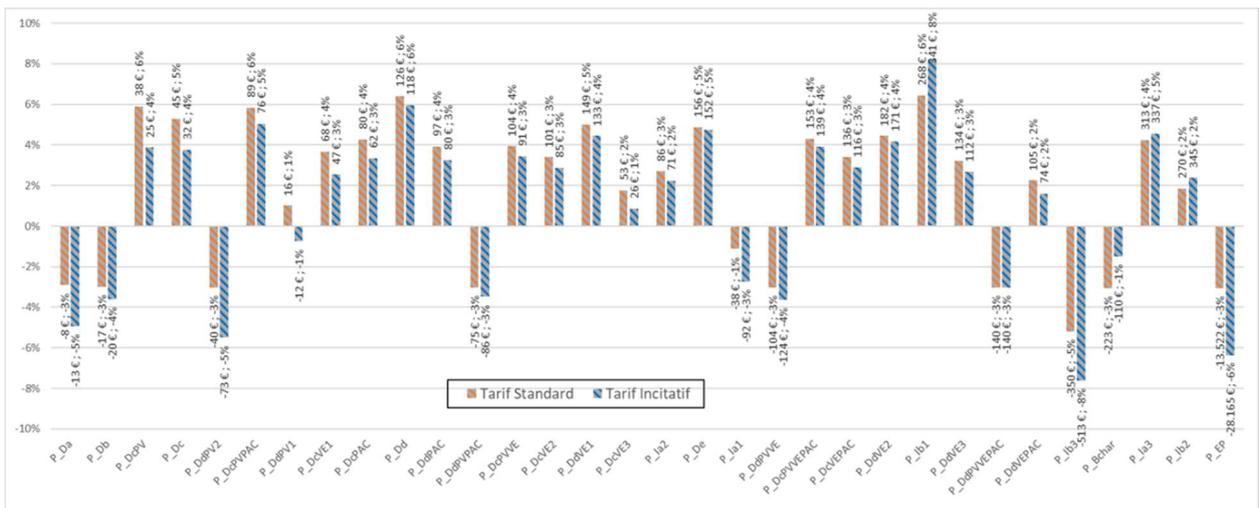


Figure 29 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 1

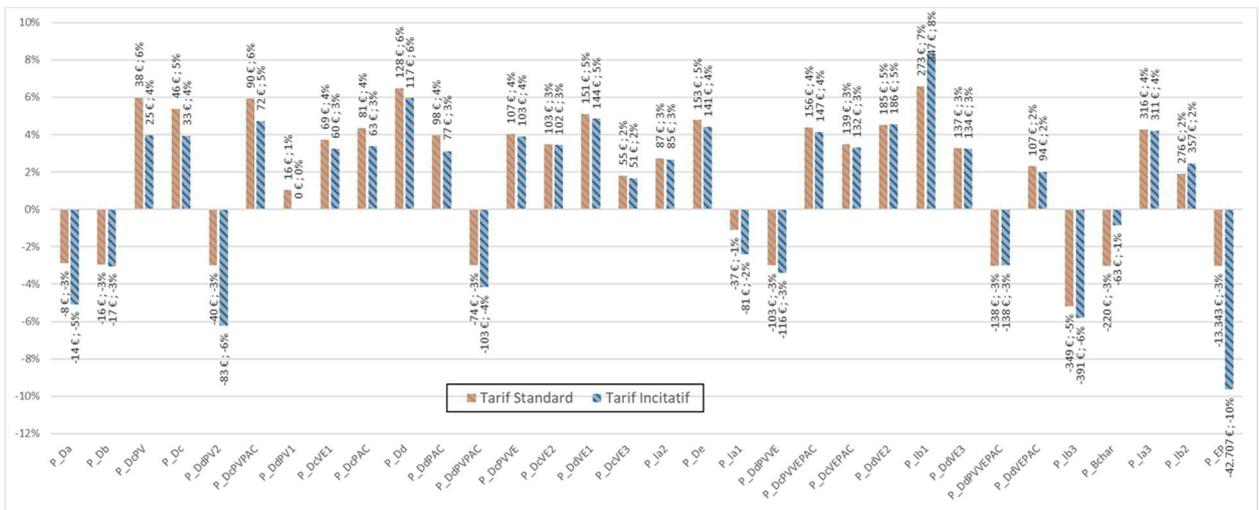


Figure 30 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 2

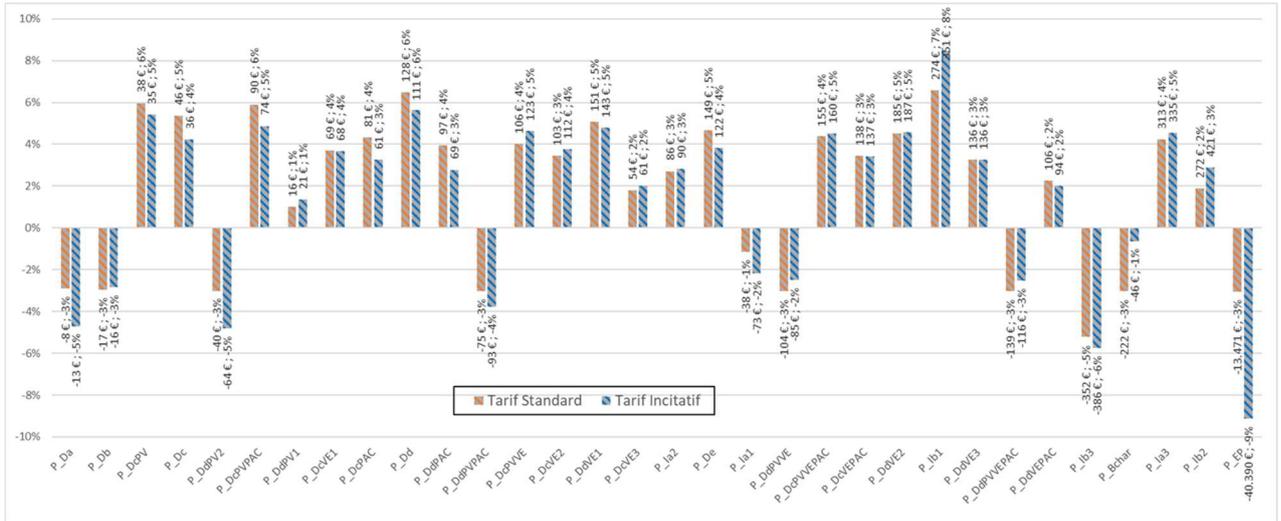


Figure 31 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 3

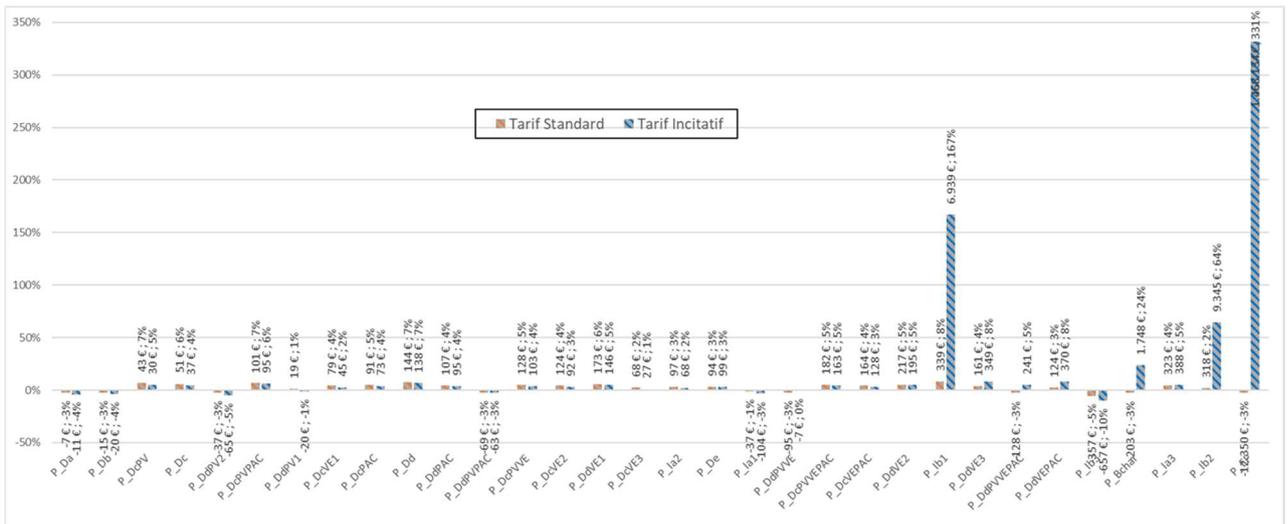


Figure 32 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 4

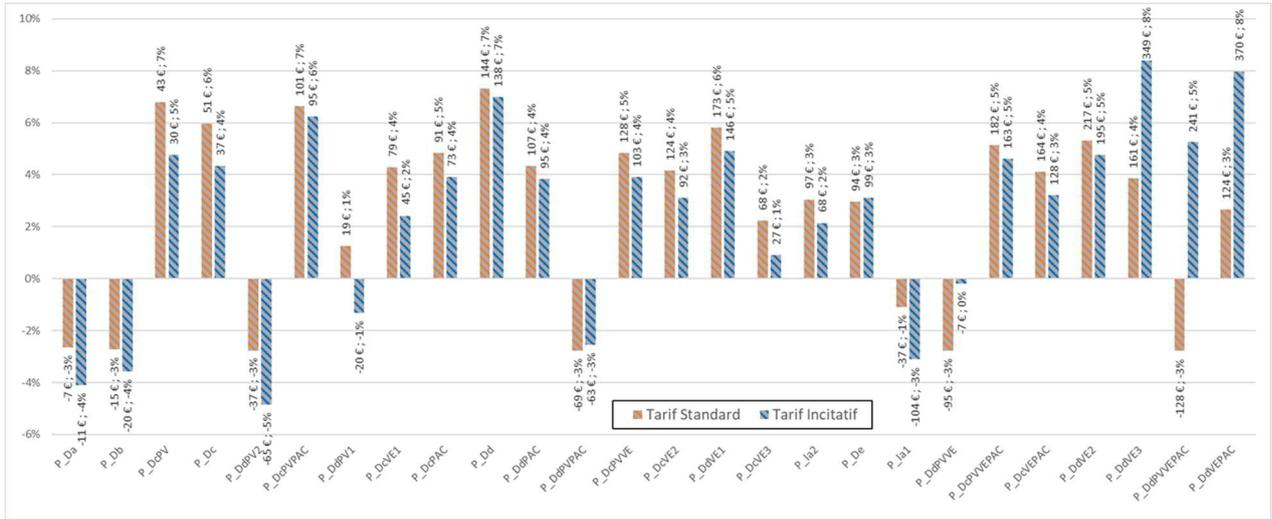


Figure 33 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 4, hors profils des gros professionnels

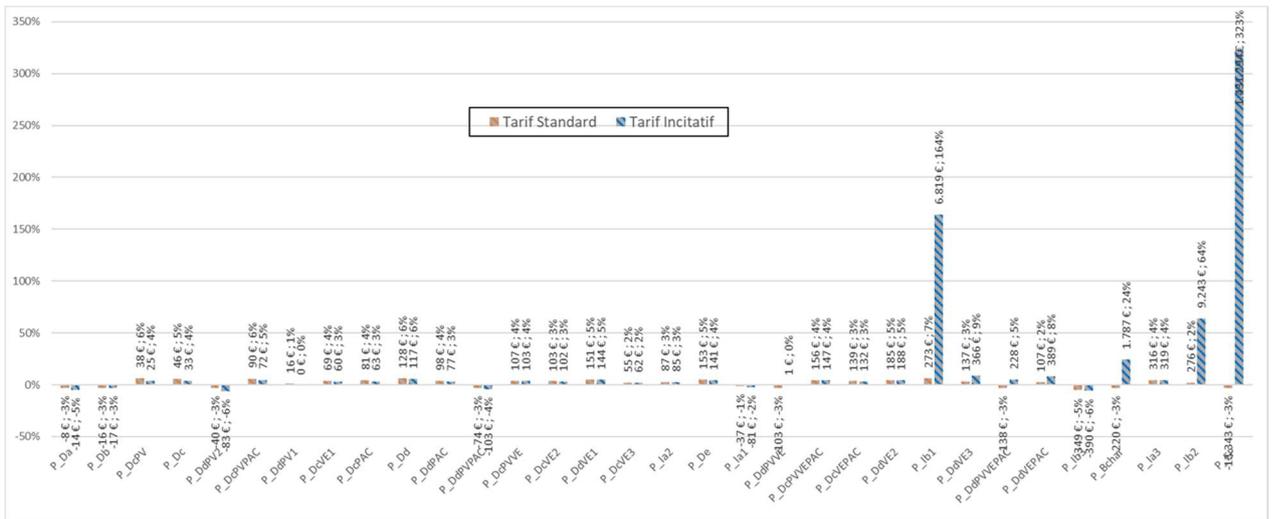


Figure 34 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 5

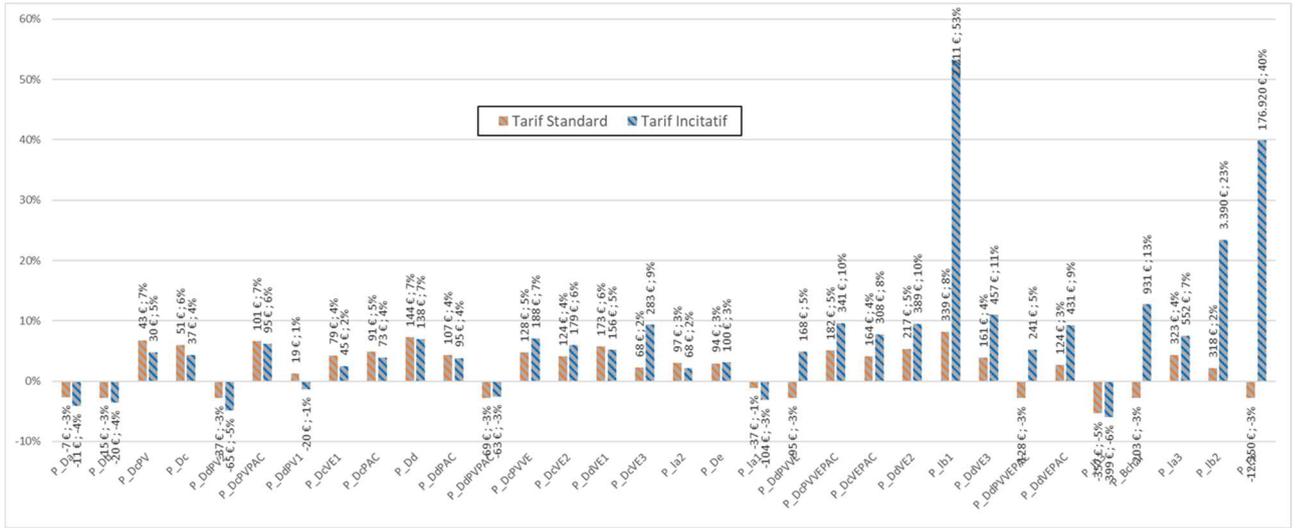


Figure 35 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 6

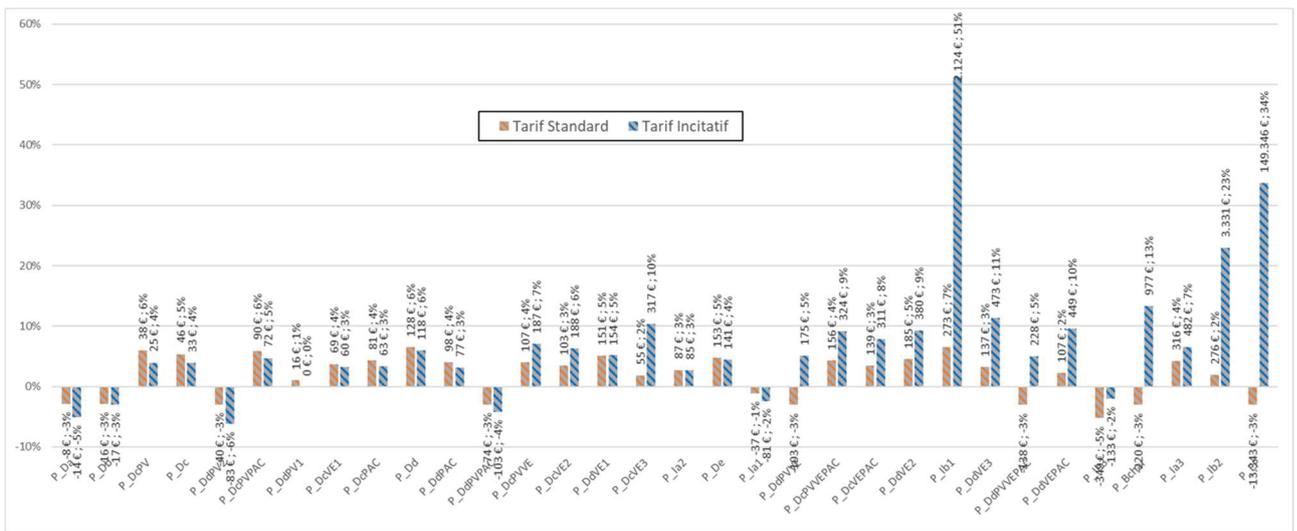


Figure 36 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 7

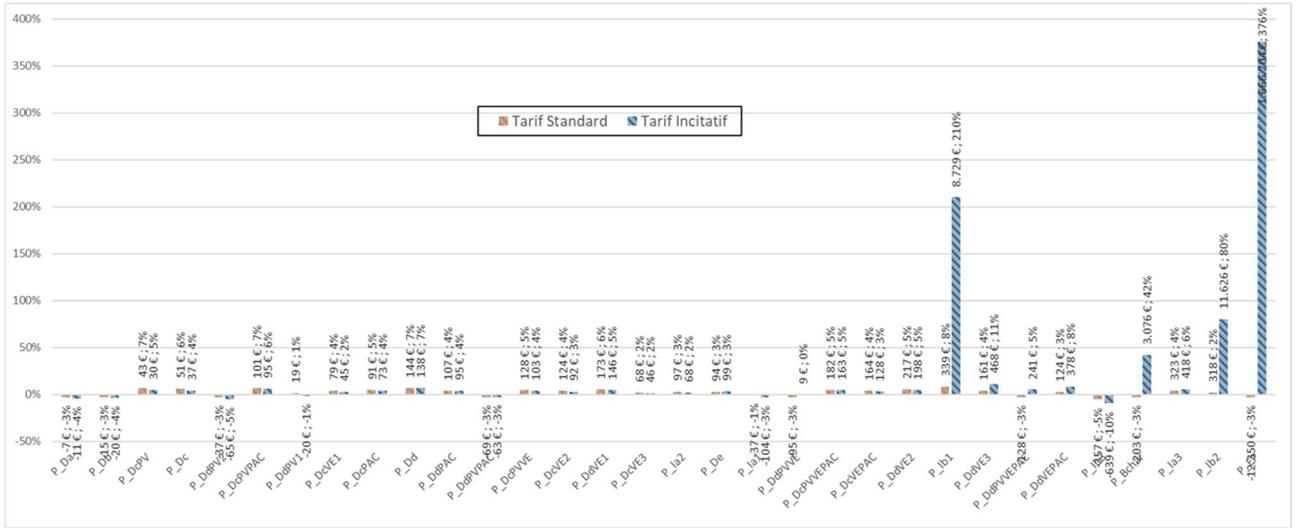
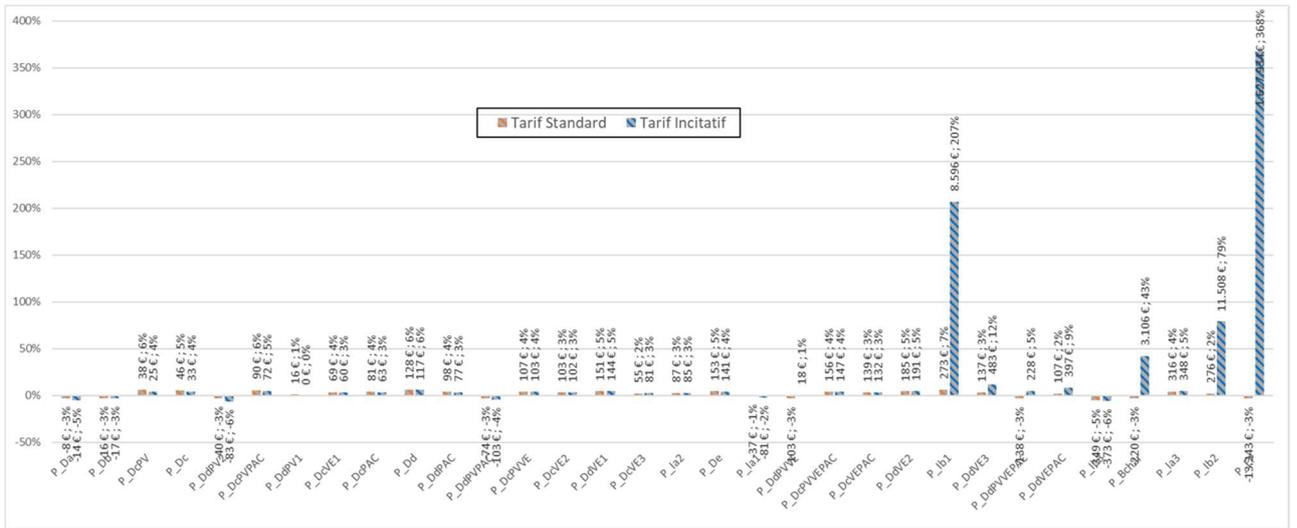


Figure 37 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 8



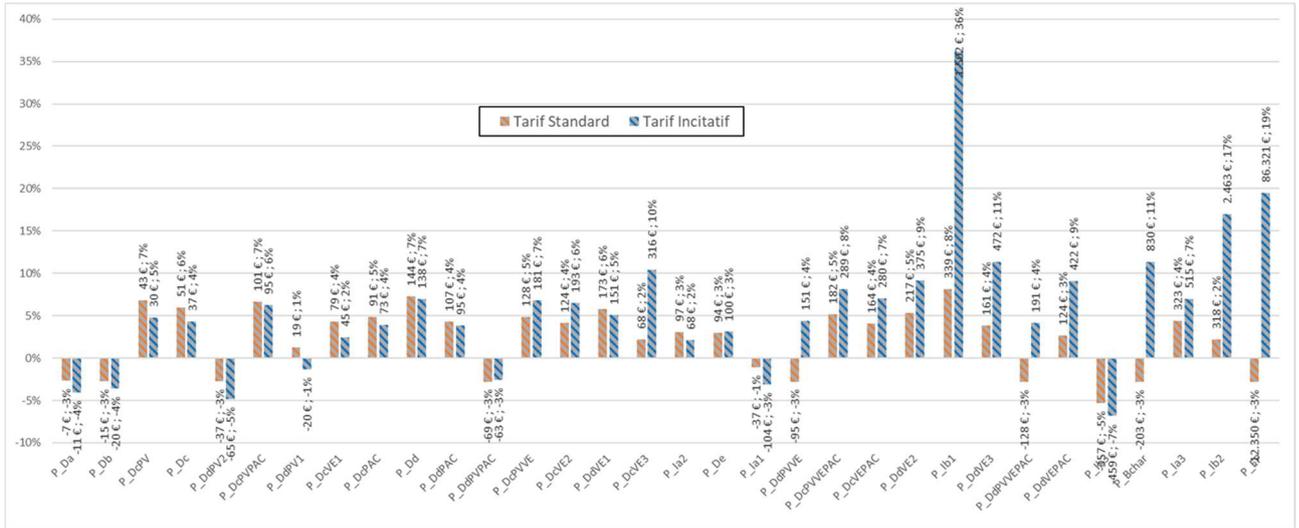


Figure 39 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 10

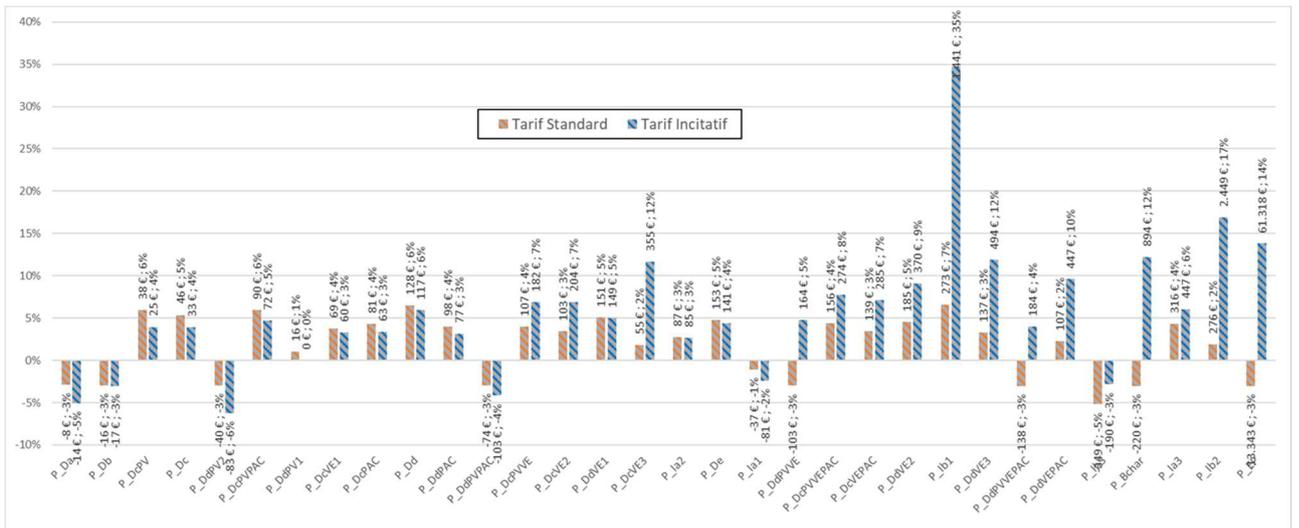


Figure 40 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 11

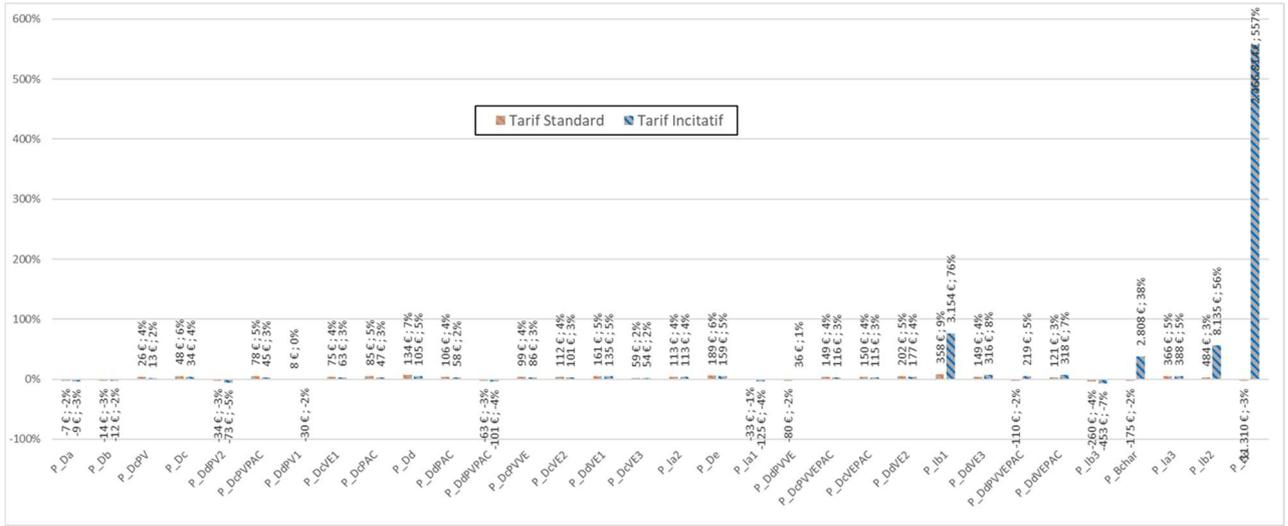


Figure 41 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 12

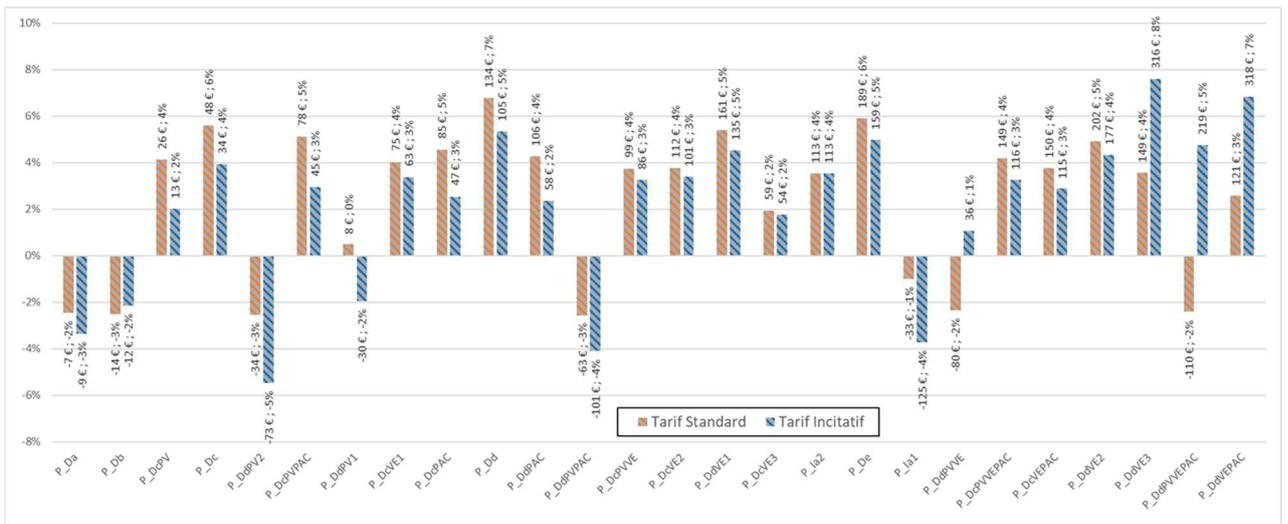


Figure 42 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 12, hors profils des gros professionnels

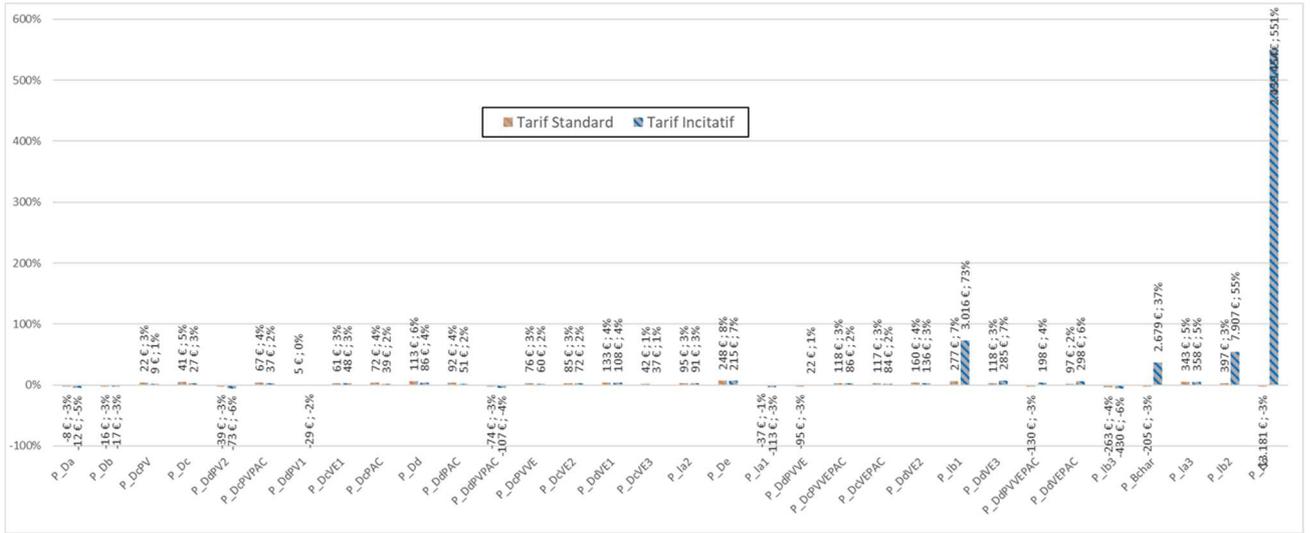


Figure 43 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 13

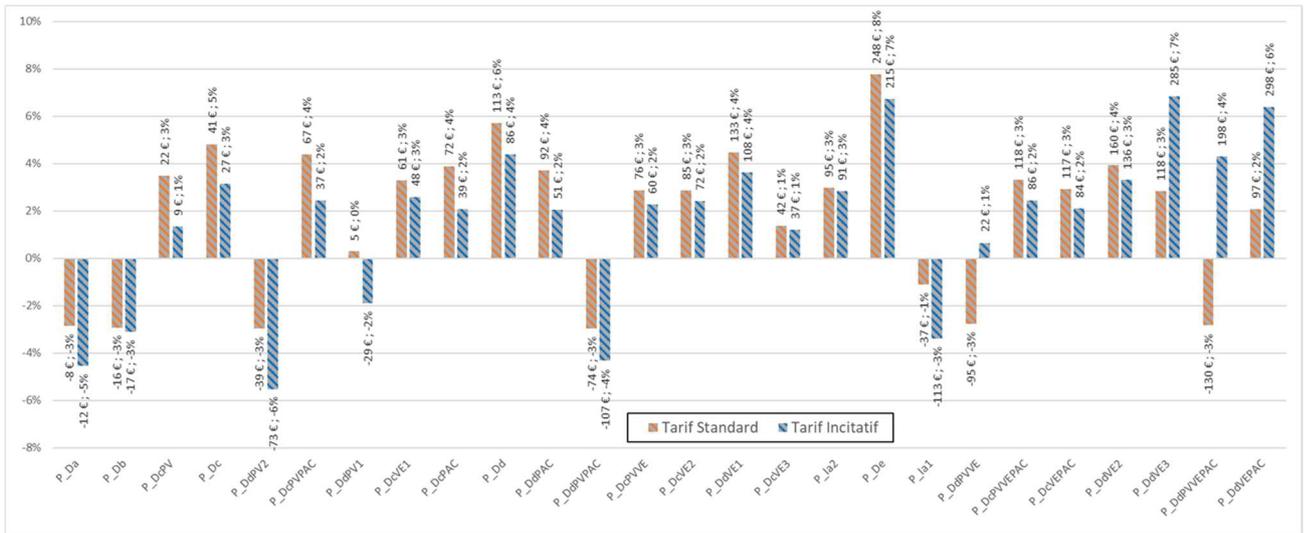


Figure 44 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 13, hors profils des gros professionnels

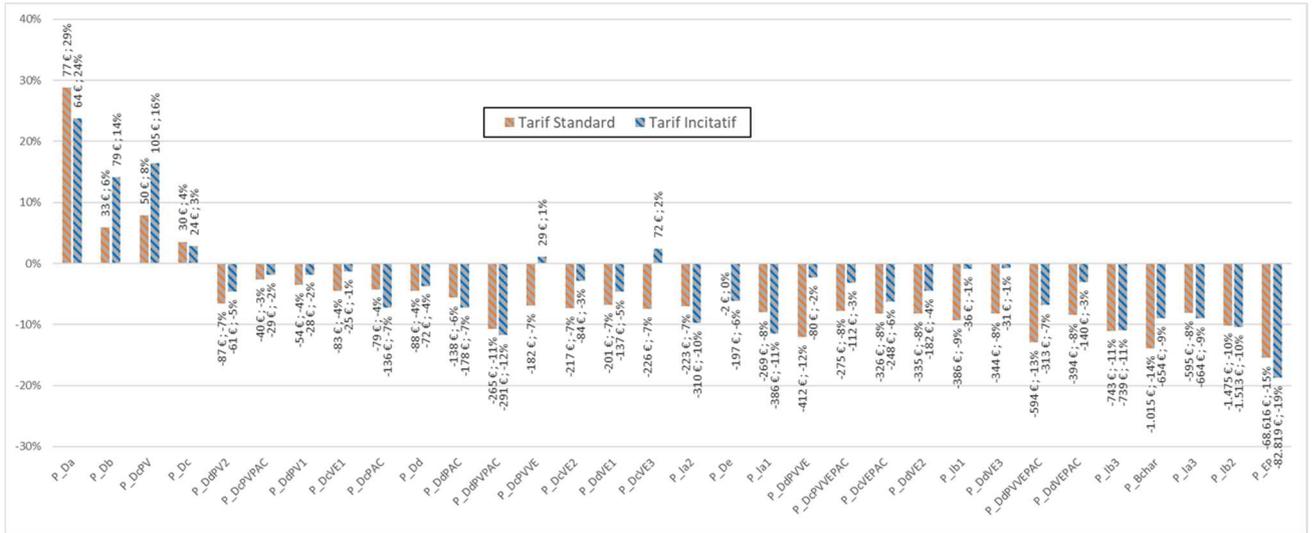


Figure 45 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 14

6.2 Pertes (+) et gains (-) financiers potentiels minimums et maximums pour les structures tarifaires 1 à 14 d'opter pour la tarification incitative pour tous les profils en fonction de leur capacité à déplacer leurs charges flexibles (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire standard sans déplacement de charge du profil ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro)

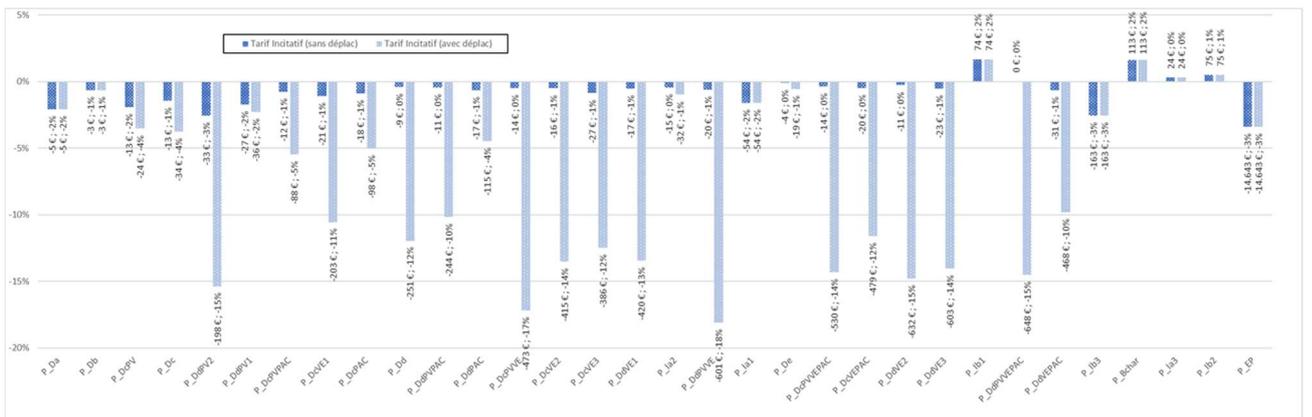


Figure 46 Structure tarifaire 1

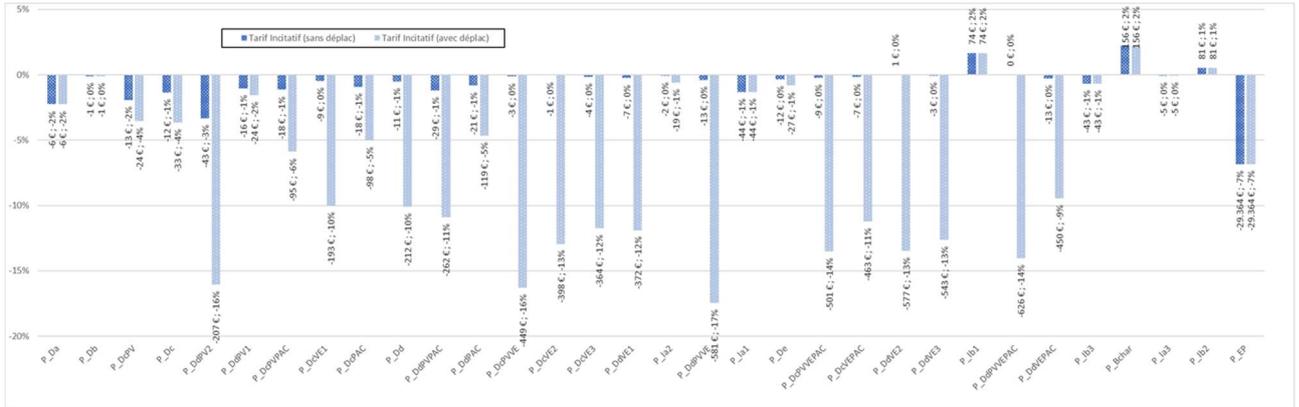


Figure 47 Structure tarifaire 2

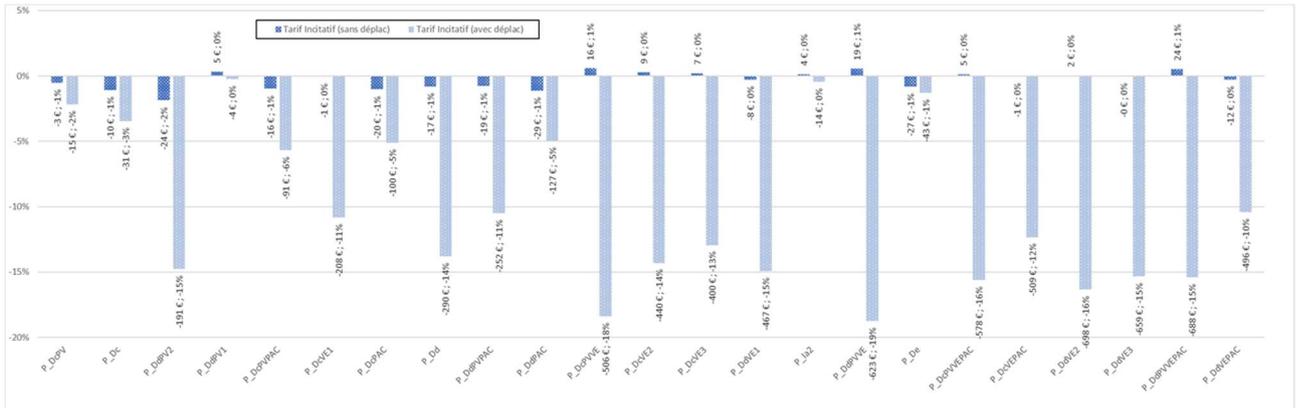


Figure 48 Structure tarifaire 3 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

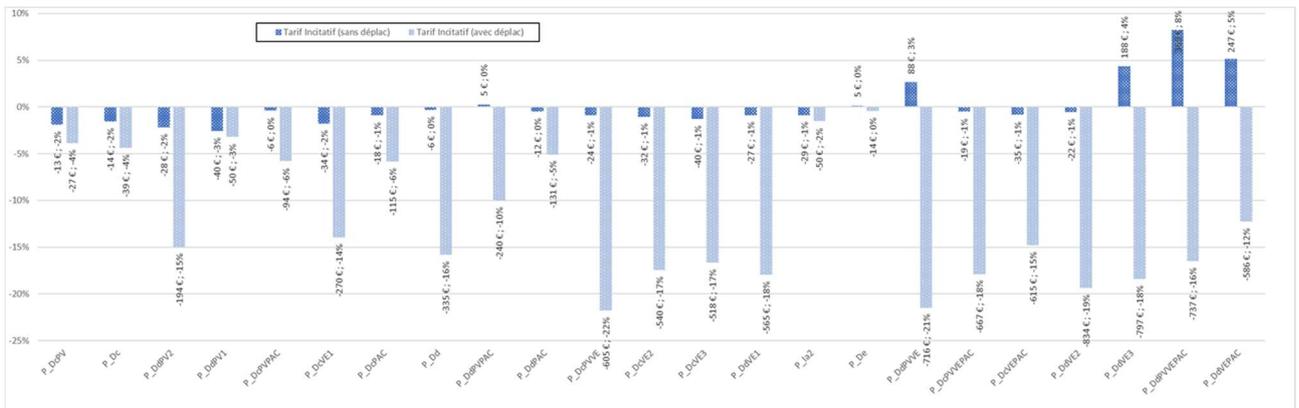


Figure 49 Structure tarifaire 4 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

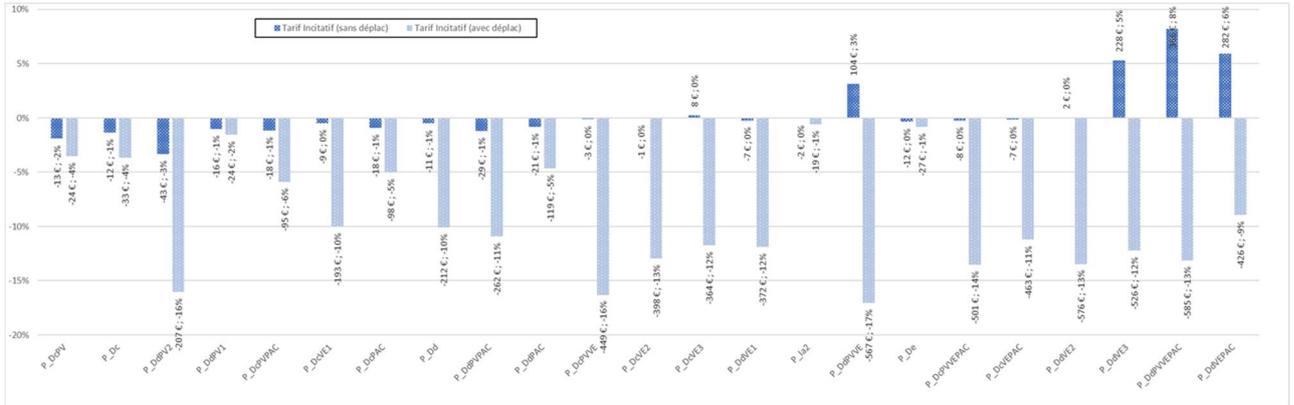


Figure 50 Structure tarifaire 5 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

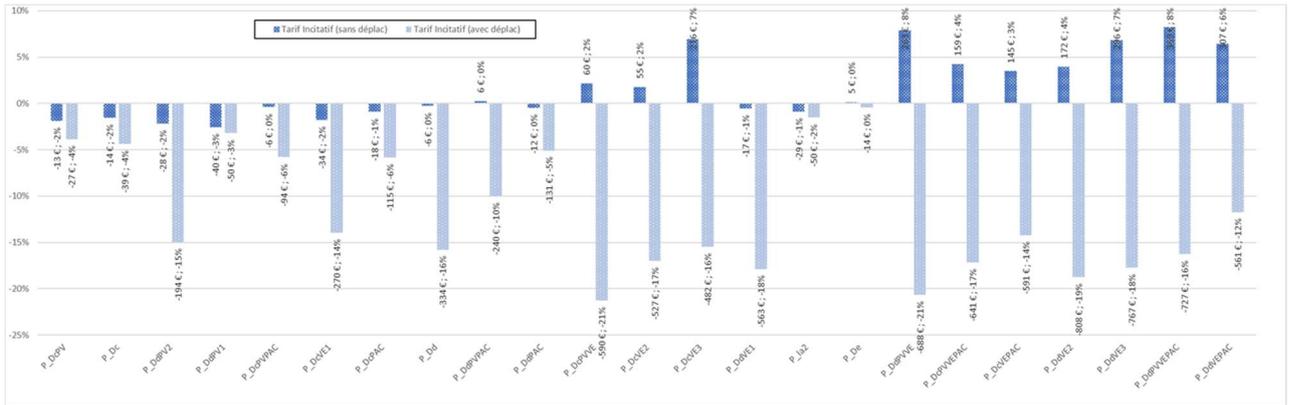


Figure 51 Structure tarifaire 6 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

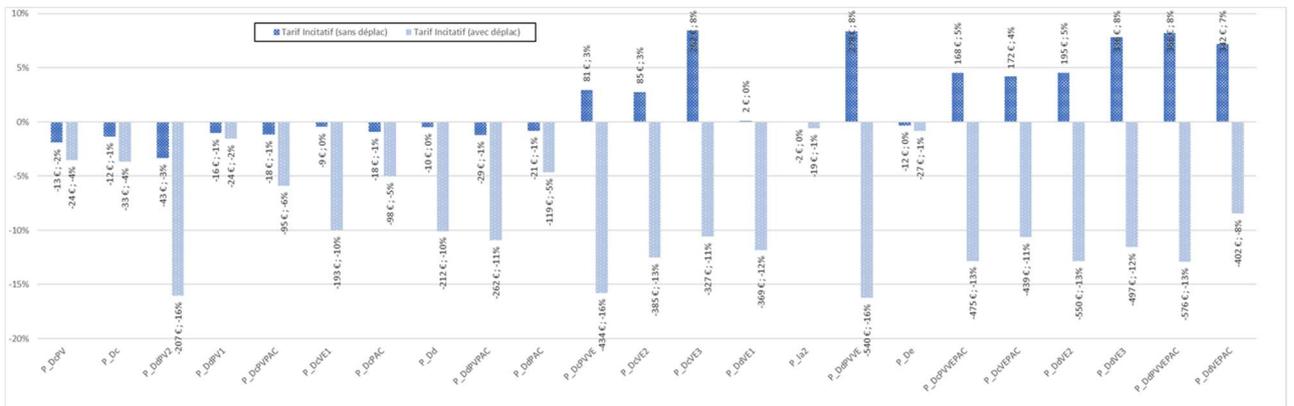


Figure 52 Structure tarifaire 7 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

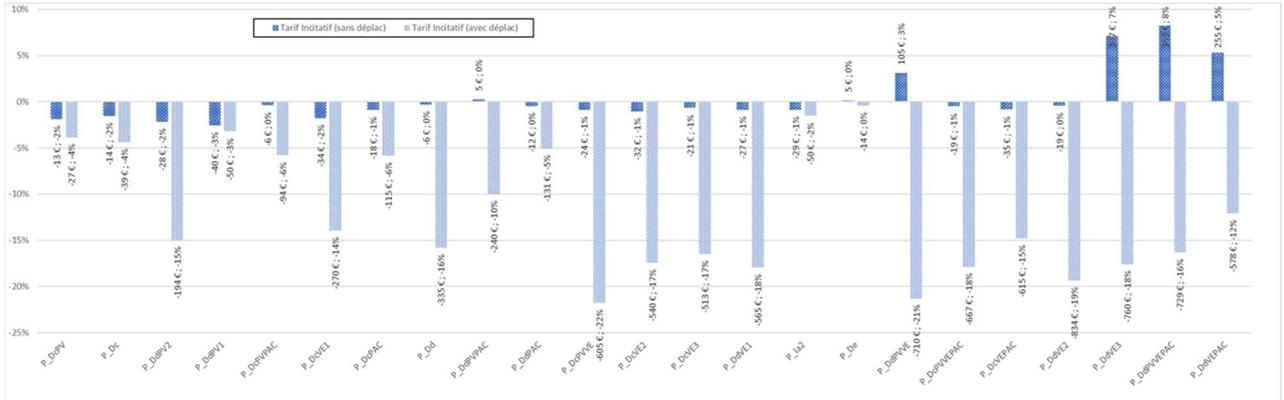


Figure 53 Structure tarifaire 8 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

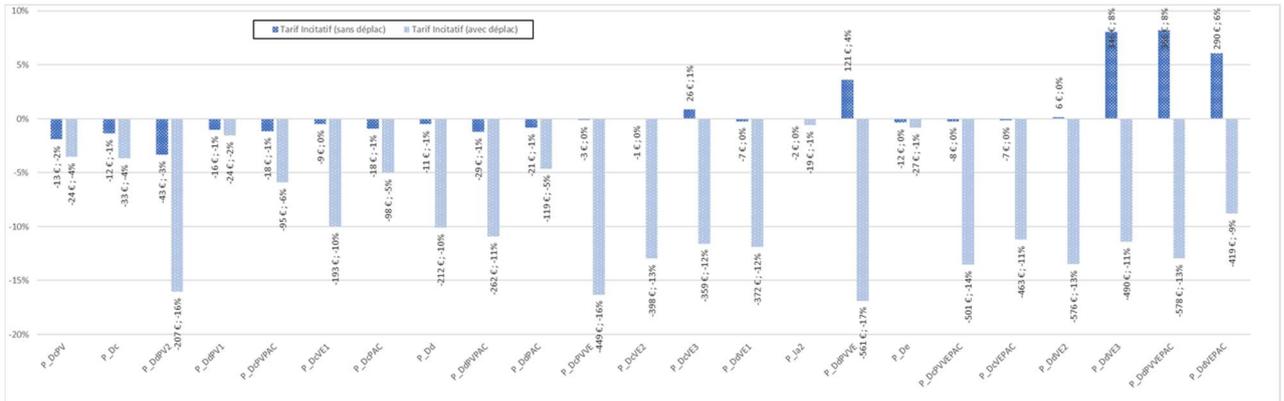


Figure 54 Structure tarifaire 9 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

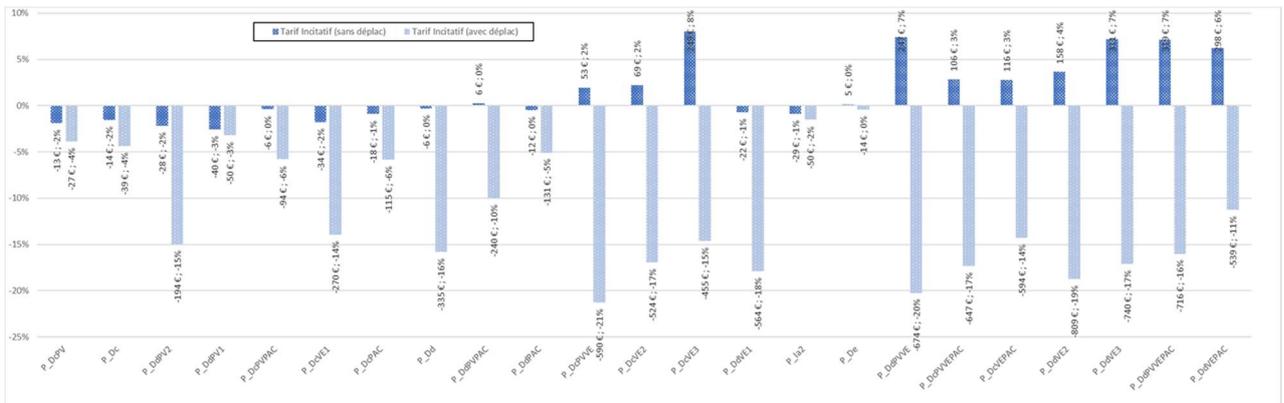


Figure 55 Structure tarifaire 10 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

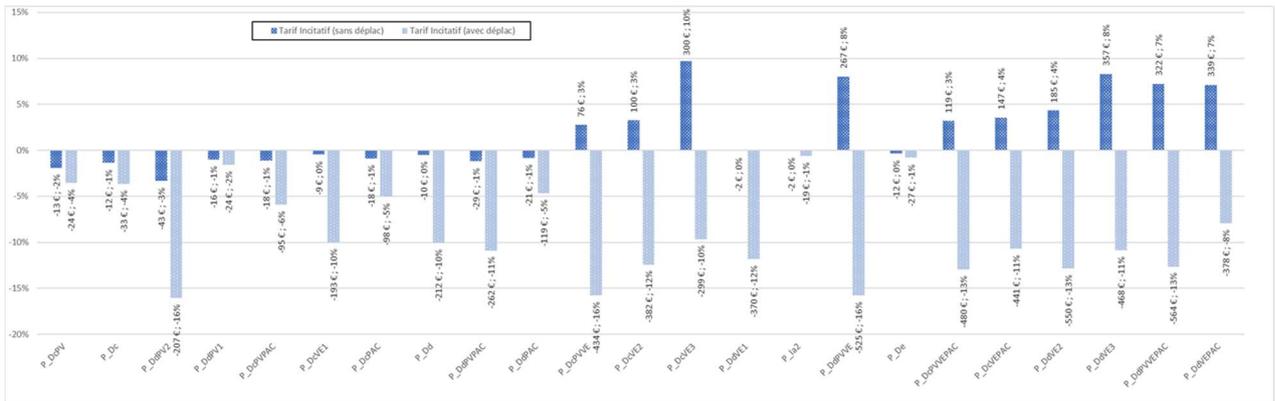


Figure 56 Structure tarifaire 11 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

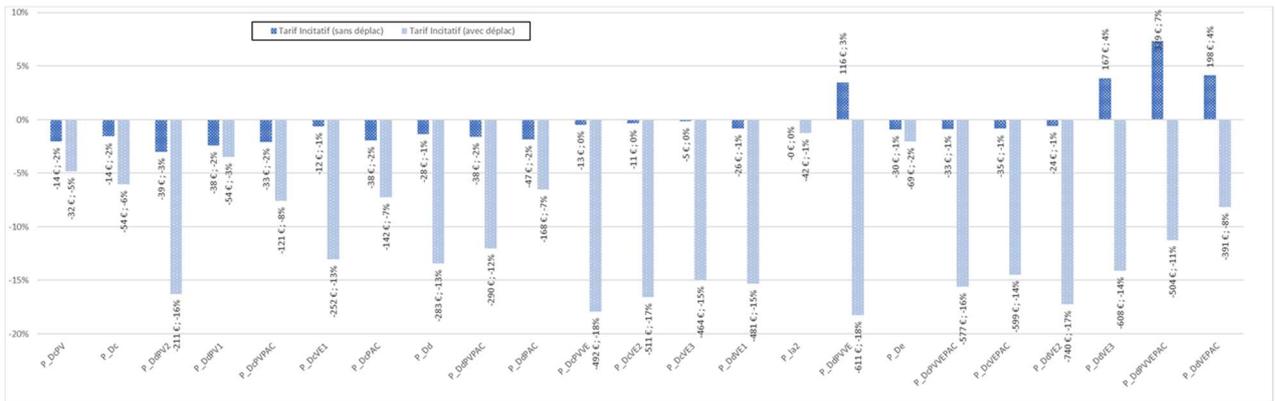


Figure 57 Structure tarifaire 12 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

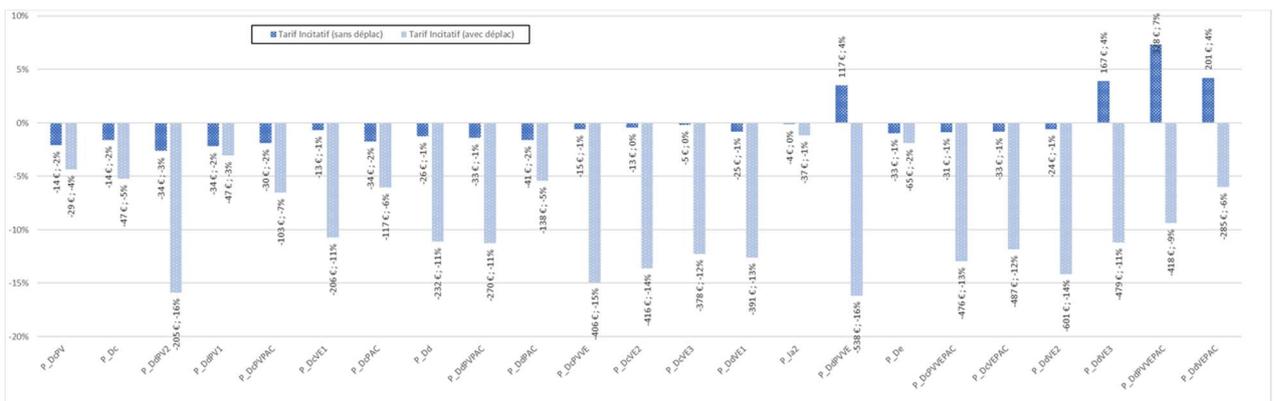


Figure 58 Structure tarifaire 13 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

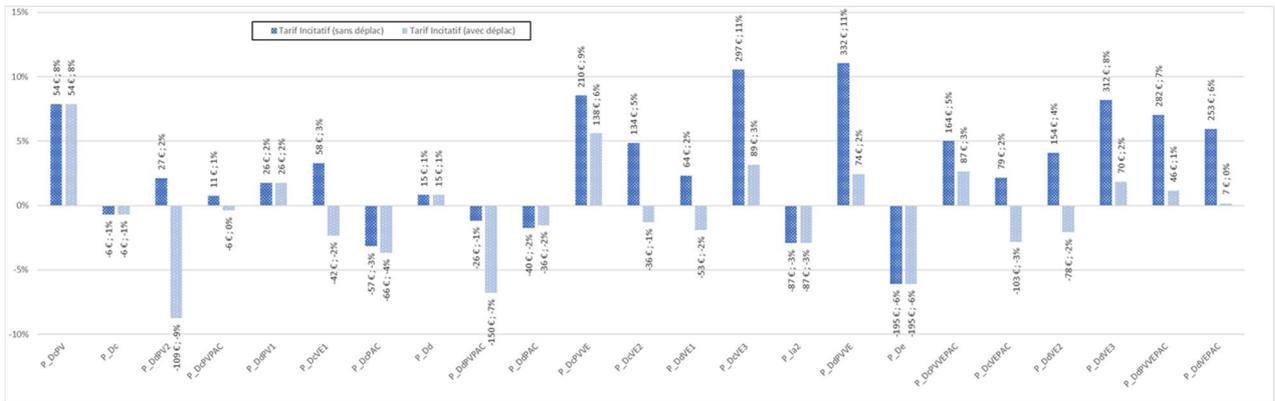


Figure 59 Structure tarifaire 14 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

6.3 Gains financiers maximums (-) pour les structures tarifaires 1 à 14 pour tous les profils réussissant à optimiser le déplacement de leurs charges flexibles tant en structure standard qu'en structure incitative, en comparaison avec le profil de base en structure standard (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire standard sans déplacement de charge du profil ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro)

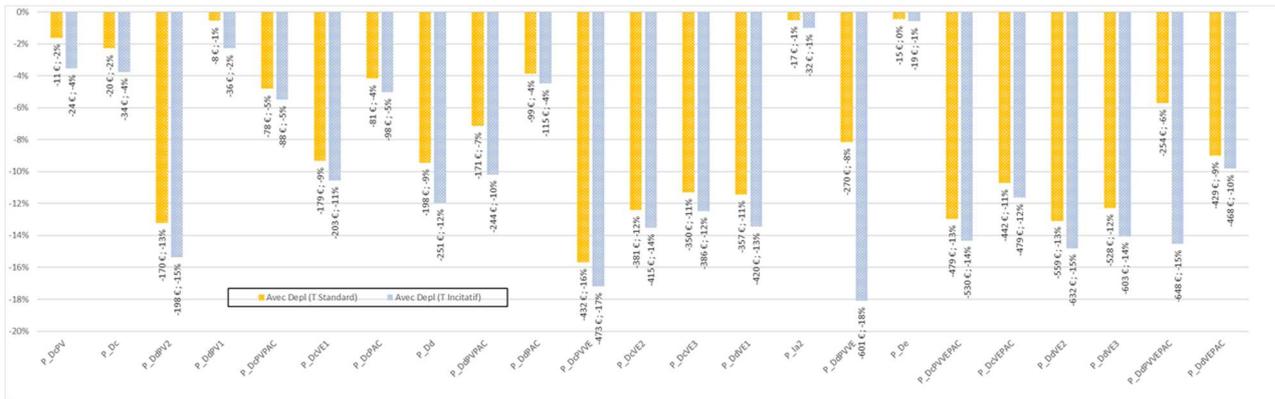


Figure 60 Structure tarifaire 1 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

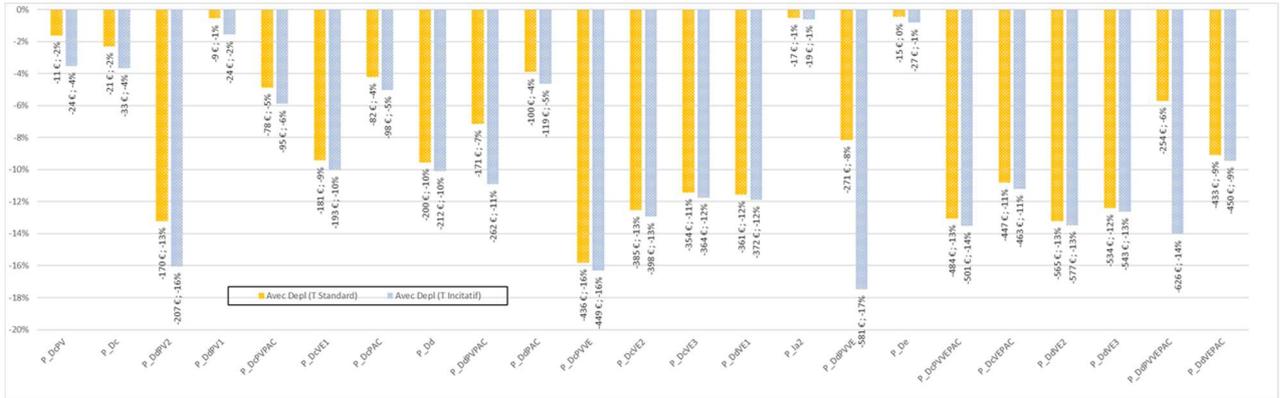


Figure 61 Structure tarifaire 2 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

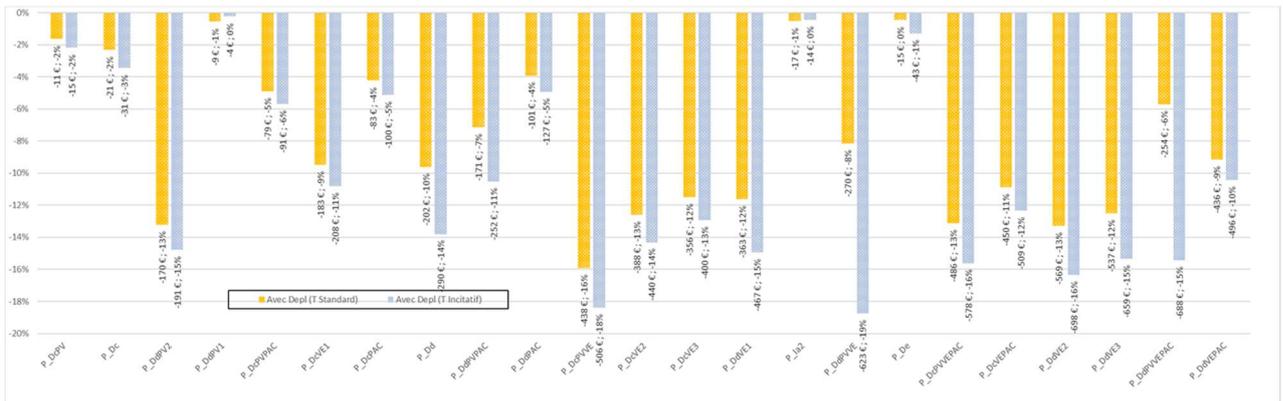


Figure 62 Structure tarifaire 3 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

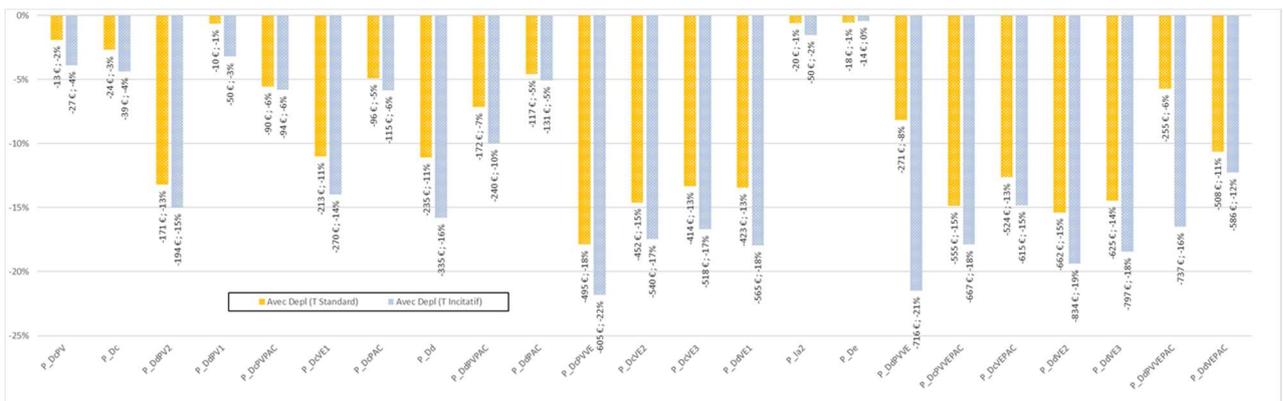


Figure 63 Structure tarifaire 4 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

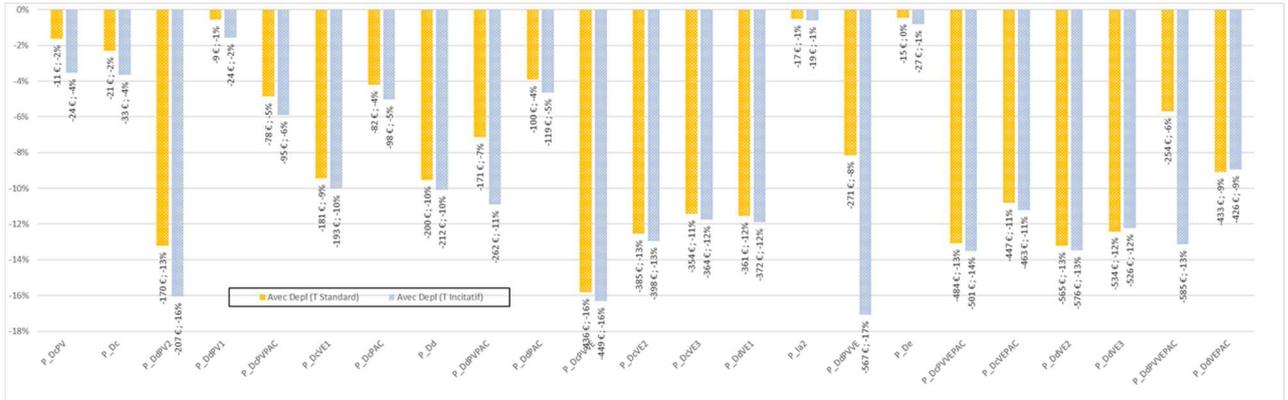


Figure 64 Structure tarifaire 5 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

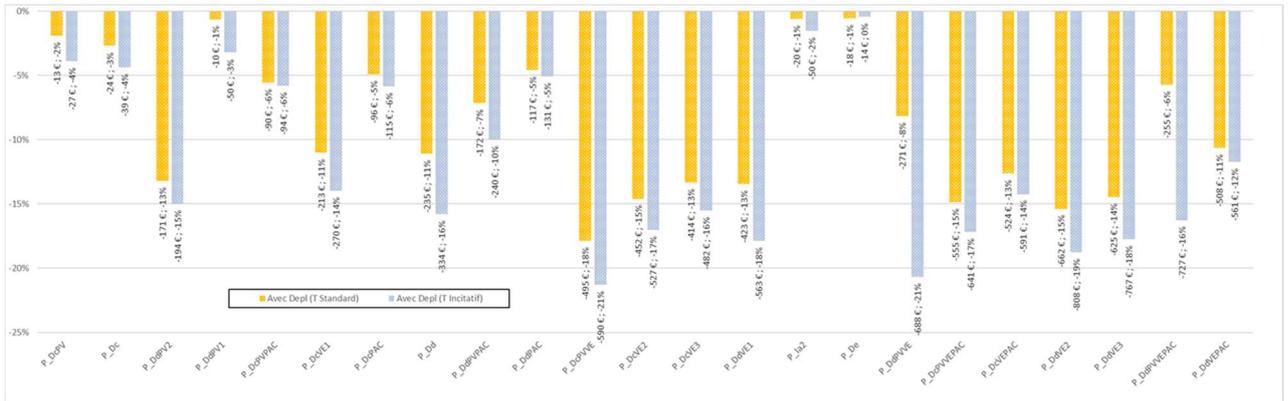


Figure 65 Structure tarifaire 6 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)



Figure 66 Structure tarifaire 7 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

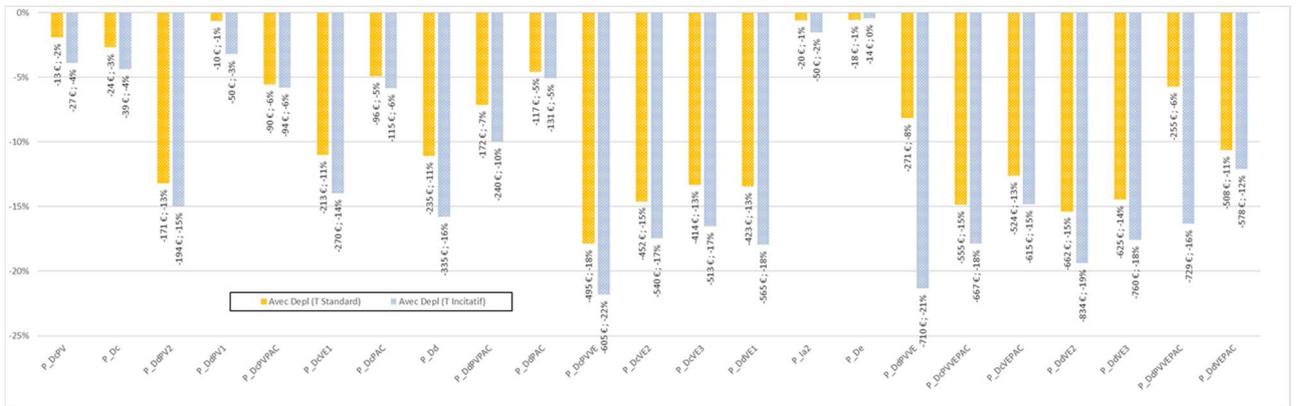


Figure 67 Structure tarifaire 8 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

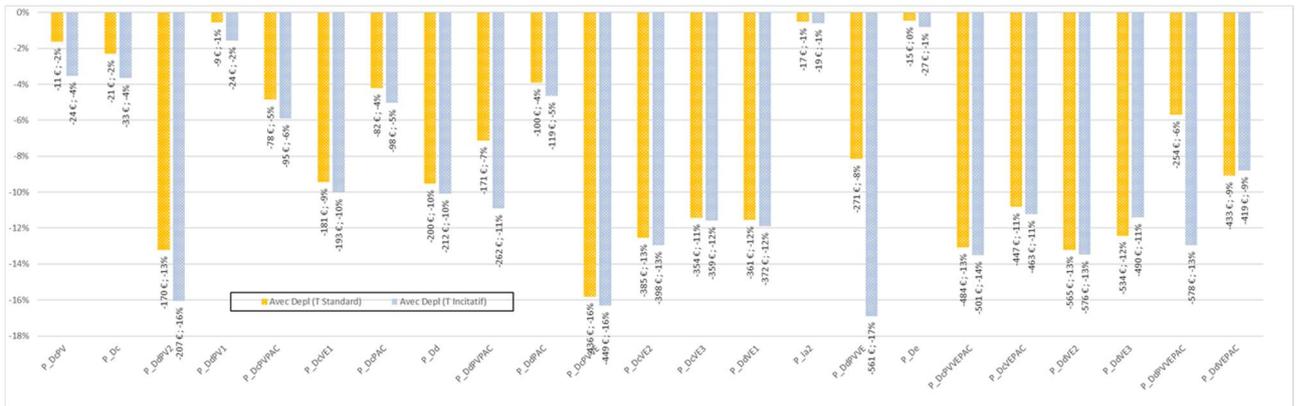


Figure 68 Structure tarifaire 9 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

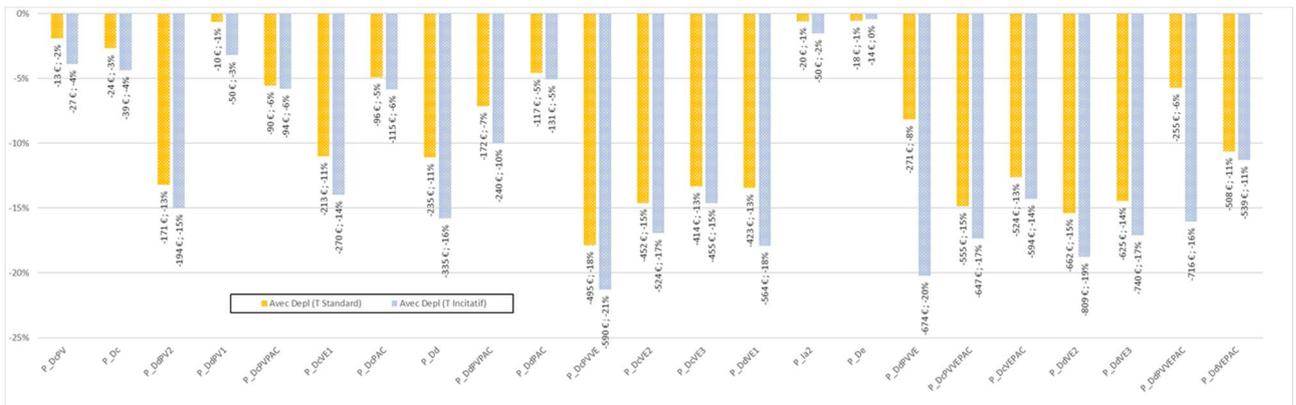


Figure 69 Structure tarifaire 10 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

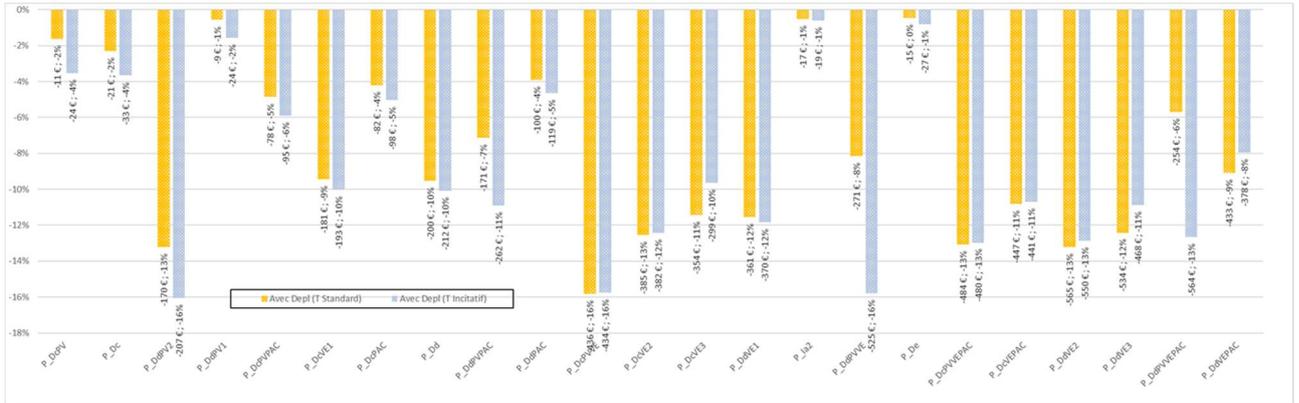


Figure 70 Structure tarifaire 11 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

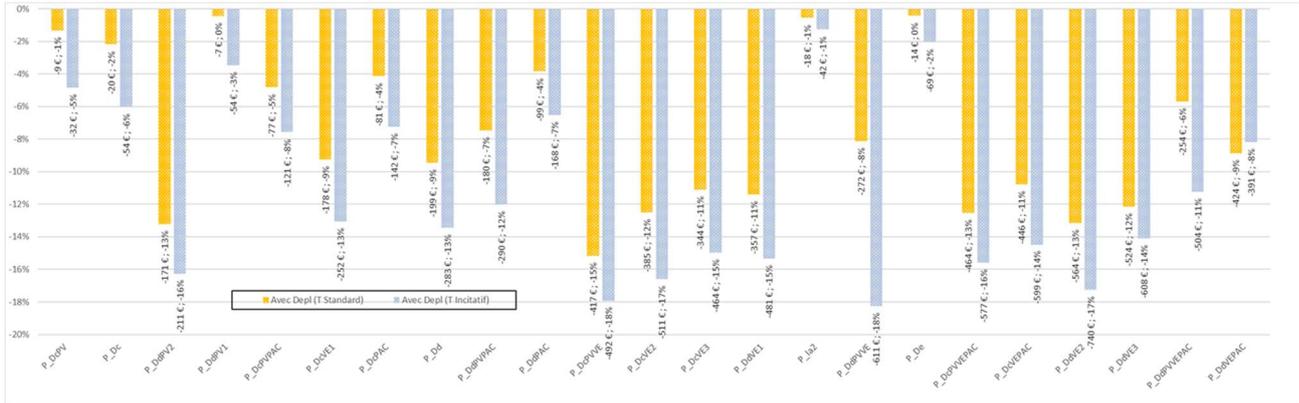


Figure 71 Structure tarifaire 12 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

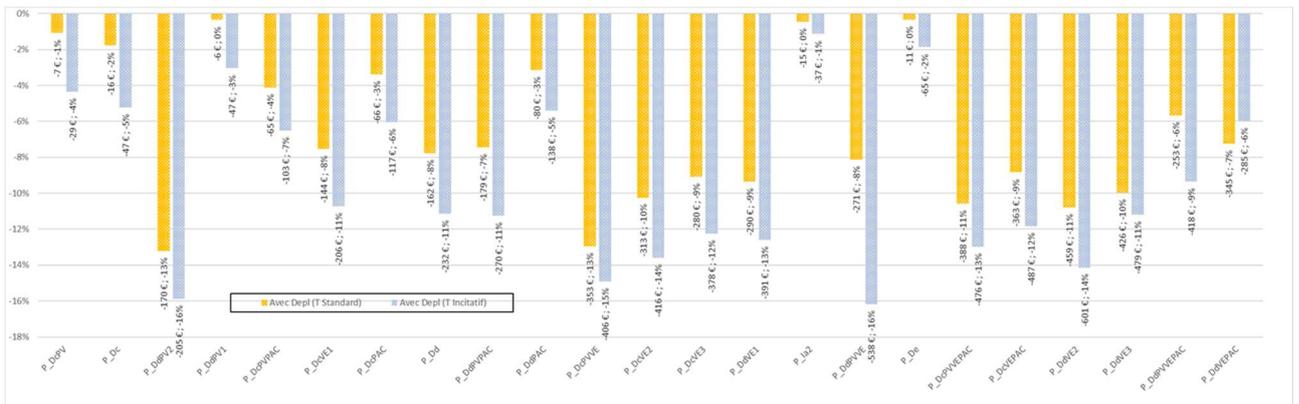


Figure 72 Structure tarifaire 13 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

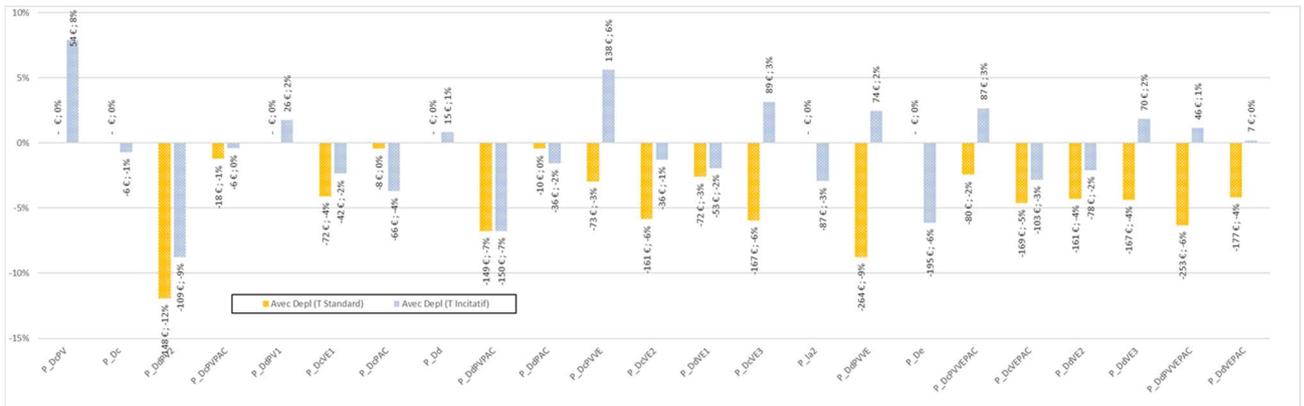


Figure 73 Structure tarifaire 14 (uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

6.4 Simulations tarifaires sur les structures 4, 12 et 13 avec le terme capacitaire incitatif fixé à 0 €/kW

6.4.1 Impact à la hausse (+) ou à la baisse (-) pour tous les profils, sur les coûts de réseau et de commodity par rapport aux coûts de la structure tarifaire 0, sans optimisation des charges (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire 0 ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro)

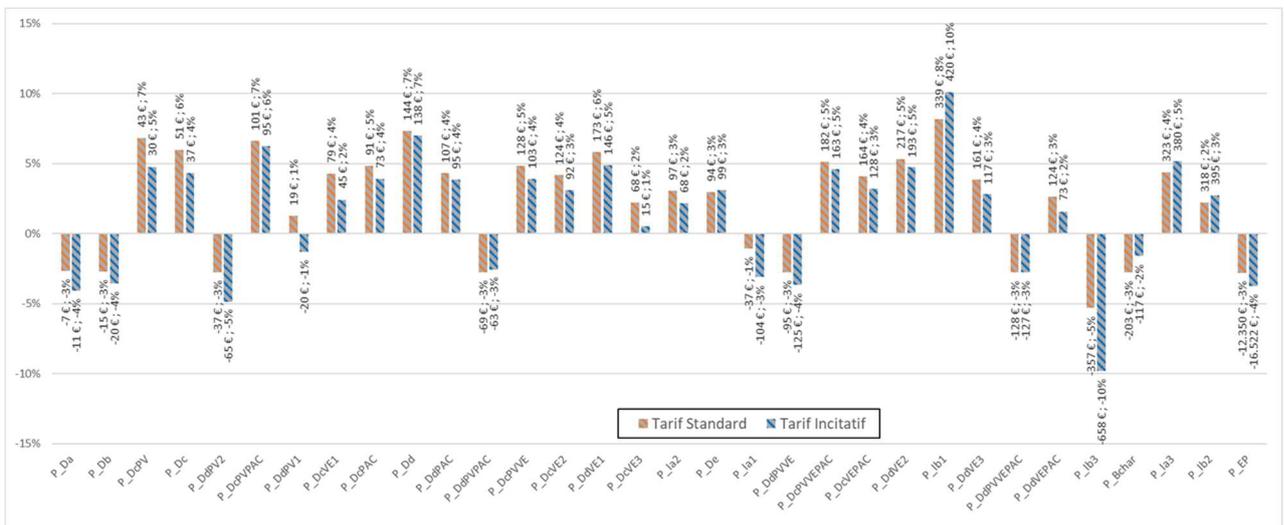


Figure 74 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 4 (avec le terme capacitaire incitatif à 0€/kW)

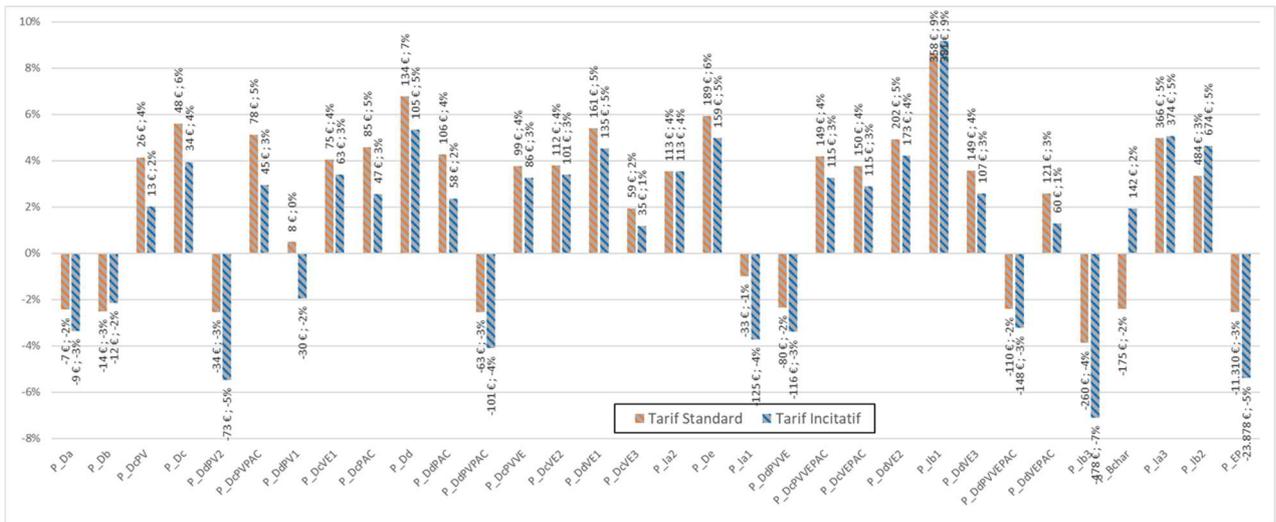


Figure 75 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 12 (avec le terme capacitaire incitatif à 0€/kW)

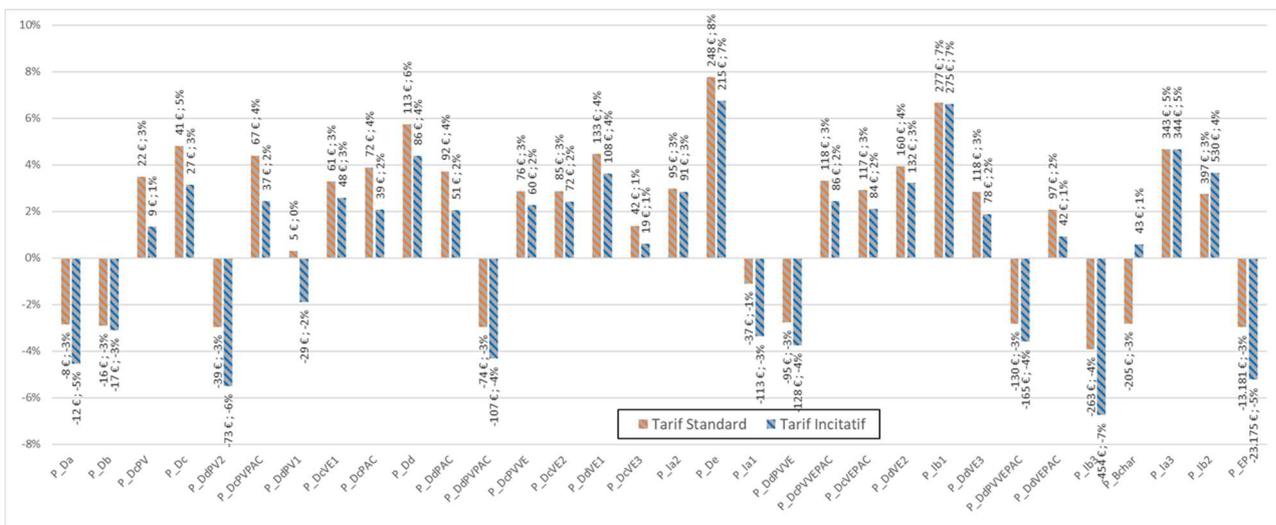


Figure 76 Structure tarifaire 0 vs structure tarifaire 13 (avec le terme capacitaire incitatif à 0€/kW)

6.4.2 Pertes (+) et gains (-) financiers potentiels minimums et maximums d’opter pour la tarification incitative pour tous les profils en fonction de leur capacité à déplacer leurs charges flexibles (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire standard sans déplacement de charge du profil ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro)

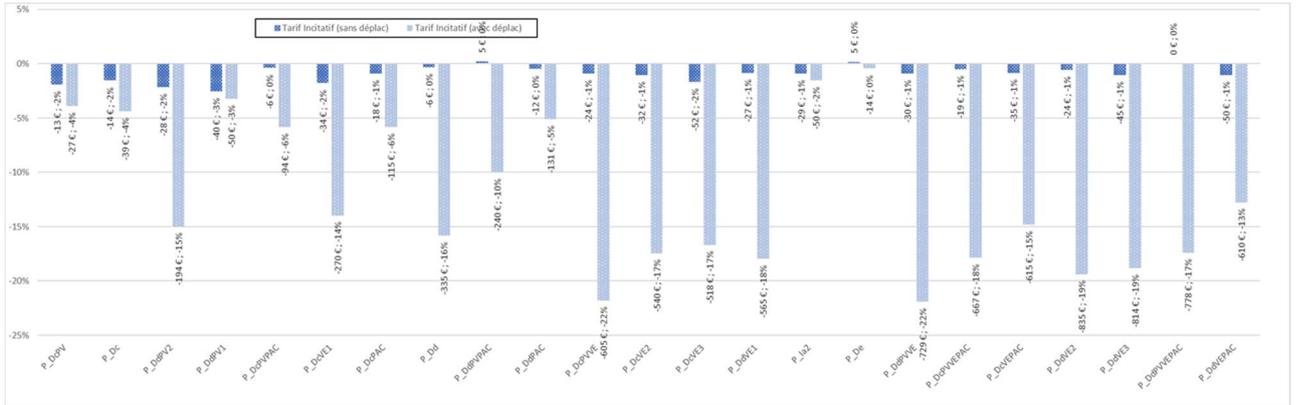


Figure 77 Structure tarifaire 4 (avec le terme capacitaire incitatif à 0€/kW, uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

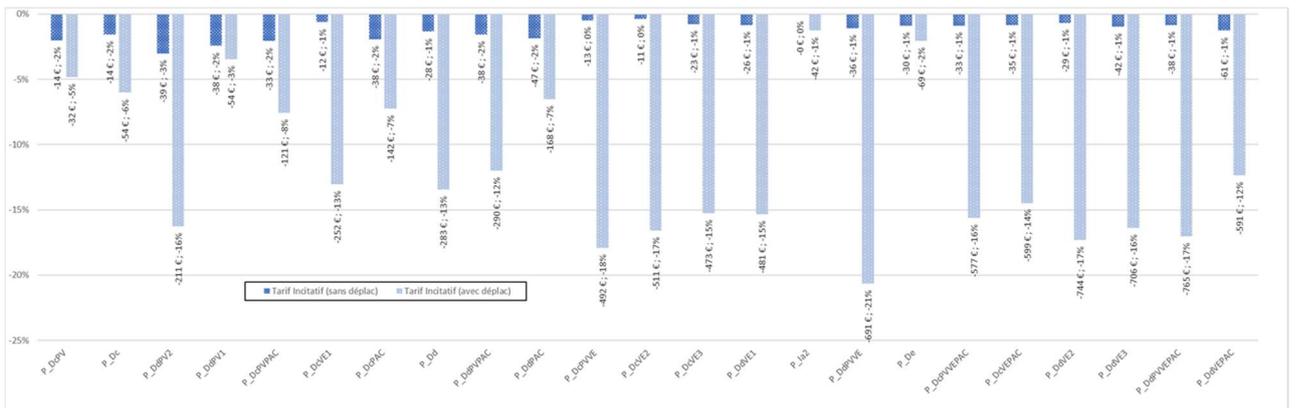


Figure 78 Structure tarifaire 12 (avec le terme capacitaire incitatif à 0€/kW, uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

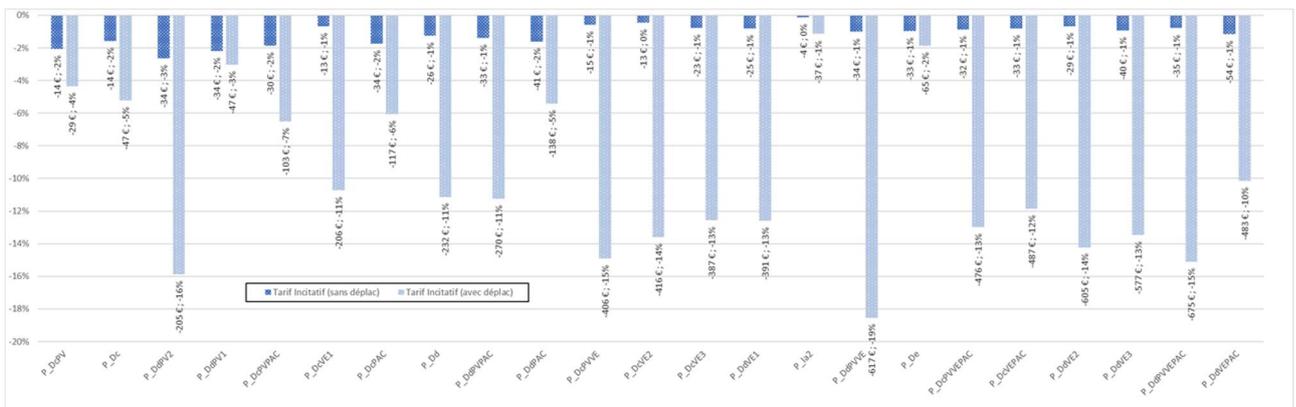


Figure 79 Structure tarifaire 13 (avec le terme capacitaire incitatif à 0€/kW, uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)



6.4.3 Gains financiers maximums (-) pour tous les profils réussissant à optimiser le déplacement de leurs charges flexibles tant en structure standard qu'en structure incitative, en comparaison avec le profil de base en structure standard (graphique en pourcentage par rapport aux coûts de la structure tarifaire standard sans déplacement de charge du profil ; étiquettes en pourcentage et en différence en euro)

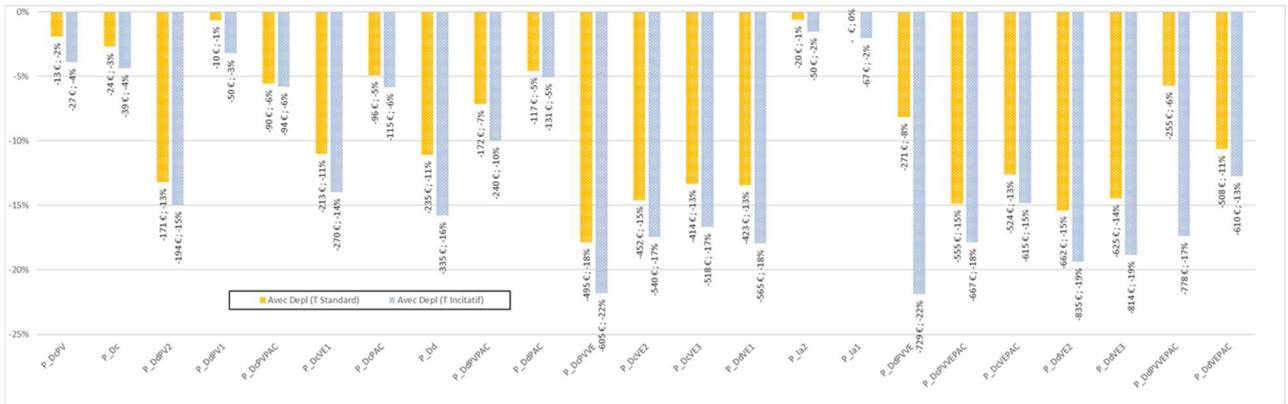


Figure 80 Structure tarifaire 4 (avec le terme capacitaire incitatif à 0€/kW, uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

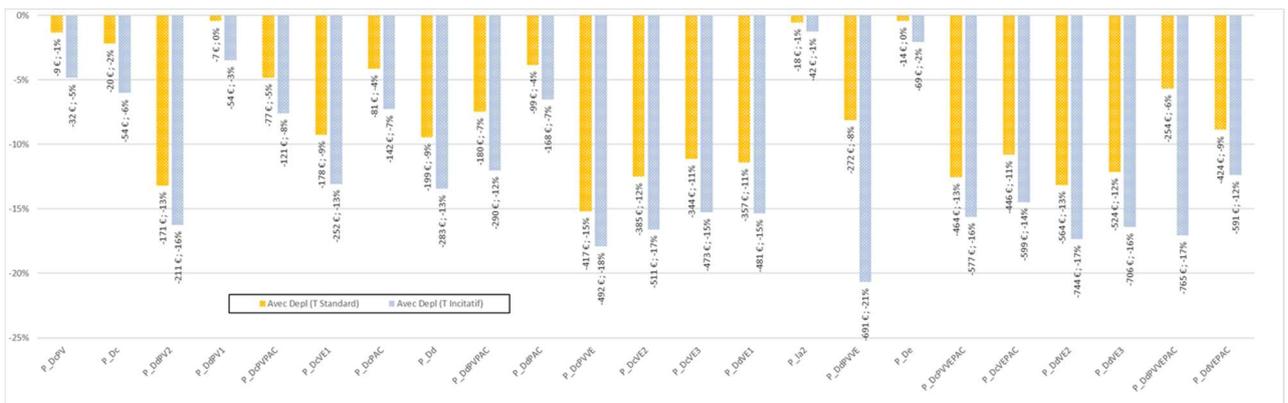


Figure 81 Structure tarifaire 12 (avec le terme capacitaire incitatif à 0€/kW, uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)

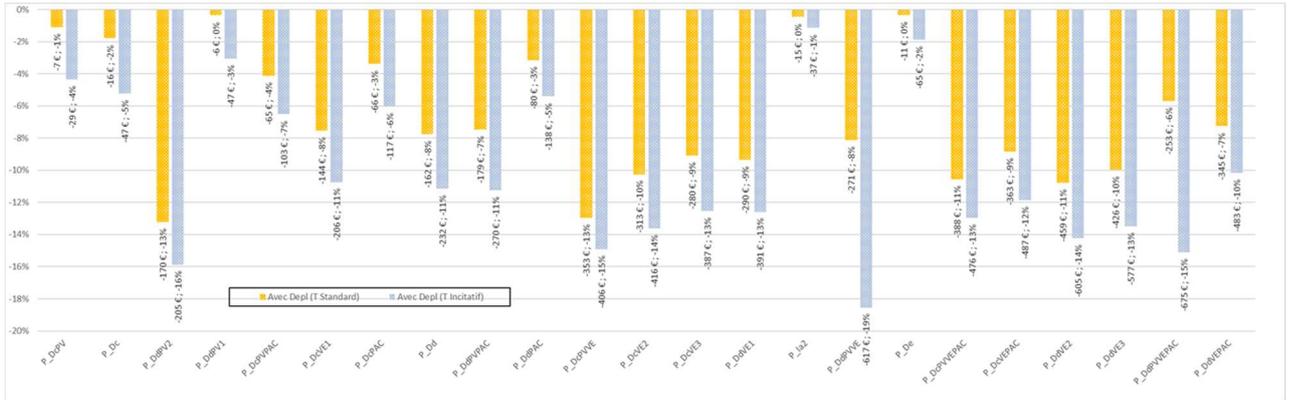


Figure 82 Structure tarifaire 13 (avec le terme capacitaire incitatif à 0€/kW, uniquement les profils avec un potentiel de déplacement de charges)