

Etude

(F)2407
2 juin 2022

Etude relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel

Article 23, § 2, 2° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et article 15/14, § 2, 2° de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
EXECUTIVE SUMMARY.....	5
1. INTRODUCTION	12
2. METHODOLOGIE DE CALCUL.....	12
2.1. Electricité.....	12
2.2. Gaz naturel	13
3. Calculs clients-type électricité.....	14
3.1. Intérêt des différentes composantes et évolution du prix total.....	14
3.1.1. Clients résidentiels – Client-type Dc 2v	20
3.1.2. Clients professionnels – client-type lc	24
3.1.3. Clients professionnels – client-type lc1	29
3.2. Energie.....	33
3.2.1. Représentation graphique de l'évolution.....	34
3.2.2. Historique – clients résidentiels (Dc 2v)	35
3.2.2.1. Gel des prix (avril 2012 – décembre 2012) et entrée en vigueur du mécanisme du filet de sécurité (janvier 2013 – décembre 2017)	36
3.2.2.2. Evolution du prix de l'énergie et des indices y afférents (en cas de produits variables)	38
3.2.2.2.1. (EDF) Luminus.....	39
3.2.2.2.2. Engie Electrabel	40
3.2.2.2.3. Eneco-Eni-Nuon.....	42
3.2.2.2.4. Essent/Mega.....	42
3.2.2.2.5. Lampiris	43
3.2.3. Historique – client professionnel (lc et lc1).....	43
3.2.3.1. Evolution du prix de l'énergie et comparaison clients-types Dc 2v – lc – lc1	44
3.2.3.1.1. (EDF) Luminus.....	44
3.2.3.1.2. Engie Electrabel	46
3.2.3.1.3. Eneco-Eni-Nuon.....	47
3.2.3.1.4. Essent/Mega.....	48
3.2.3.1.5. Lampiris	49
3.3. Contributions énergie renouvelable et cogénération.....	49
3.3.1. Représentation graphique de l'évolution.....	50
3.3.2. Discussion des systèmes de quotas dans les 3 régions	52
3.3.2.1. Flandre (source : VREG).....	52
3.3.2.1.1. Certificats de soutien électricité verte	52
3.3.2.1.2. Certificats de soutien cogénération	53

3.3.2.2.	Bruxelles (source : Brugel).....	55
3.3.2.3.	Wallonie (source : CWaPE).....	56
3.4.	Transport.....	57
3.4.1.	Représentation graphique de l'évolution.....	58
3.4.2.	Historique et composition – basse tension.....	60
3.4.3.	Historique et composition – moyenne tension.....	63
3.5.	Distribution.....	64
3.5.1.	Représentation graphique de l'évolution.....	64
3.5.2.	Historique et composition – basse tension.....	66
3.5.2.1.	Obligations de service public (OSP).....	72
3.5.2.1.1.	Flandre.....	72
3.5.2.1.2.	Bruxelles.....	73
3.5.2.1.3.	Wallonie.....	74
3.5.3.	Historique et composition – moyenne tension.....	74
3.6.	Prélèvements publics.....	78
3.6.1.	Représentation graphique de l'évolution.....	79
3.6.2.	Historique et composition.....	81
3.6.2.1.	Prélèvements fédéraux.....	81
3.6.2.1.1.	Cotisation fédérale.....	81
3.6.2.1.2.	Surcharge visant à financer le raccordement de parcs éoliens offshore.....	81
3.6.2.1.3.	Surcharge visant à financer les certificats verts.....	82
3.6.2.1.4.	Surcharge visant à financer la réserve stratégique.....	82
3.6.2.2.	Prélèvements régionaux.....	82
3.6.2.2.1.	Flandre.....	82
3.6.2.2.2.	Bruxelles.....	84
3.6.2.2.3.	Wallonie.....	84
3.7.	Taxe sur l'énergie et TVA.....	85
3.7.1.	Représentation graphique de l'évolution.....	85
3.7.2.	Historique et composition.....	87
4.	Calculs clients-types gaz naturel.....	87
4.1.	Intérêt des différentes composantes et évolution du prix total.....	87
4.1.1.	Clients résidentiels - client-type T2.....	90
4.1.2.	Clients professionnels – client-type T4.....	94
4.2.	Energie.....	98
4.2.1.	Représentation graphique de l'évolution.....	99
4.2.2.	Historique – client résidentiel (T2).....	100
4.2.2.1.	Gel des prix (avril 2012 – décembre 2012) et entrée en vigueur du mécanisme du filet de sécurité (janvier 2013 – décembre 2017).....	101

4.2.2.2.	Evolution du prix de l'énergie et des indices y afférents (en cas de produits variables)	103
4.2.2.2.1.	(EDF) Luminus.....	104
4.2.2.2.2.	Engie Electrabel	105
4.2.2.2.3.	Eneco-Eni-Nuon.....	106
4.2.2.2.4.	Essent/Mega.....	106
4.2.2.2.5.	Lampiris	107
4.2.3.	Historique – client professionnel (T4)	107
4.2.3.1.	Evolution du prix de l'énergie et comparaison clients-types T2 – T4.....	108
4.3.	Transport	109
4.3.1.	Représentation graphique de l'évolution.....	110
4.3.2.	Historique	110
4.4.	Distribution.....	111
4.4.1.	Représentation graphique de l'évolution.....	111
4.4.2.	Historique et composition – T2	113
4.4.2.1.	Obligations de service public (OSP).....	119
4.4.2.1.1.	Flandre.....	119
4.4.2.1.2.	Bruxelles	119
4.4.2.1.3.	Wallonie	119
4.4.3.	Historique et composition – T4	120
4.5.	Prélèvements publics	122
4.5.1.	Représentation graphique de l'évolution.....	123
4.5.2.	Historique et composition	124
4.6.	Taxe sur l'énergie et TVA.....	126
4.6.1.	Représentation graphique de l'évolution.....	126
4.6.2.	Historique et composition	127
5.	Conclusion : évolution 2021 - 2007.....	128
5.1.	Electricité.....	128
5.1.1.	Clients résidentiels (Dc 2v)	128
5.1.2.	Clients professionnels (Ic1).....	131
5.2.	Gaz naturel	133
5.2.1.	Clients résidentiels (T2)	133
5.2.2.	Clients professionnels (T4).....	135
ANNEXE 1.....		138

EXECUTIVE SUMMARY

L'étude relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel a été réalisée pour la première fois à la demande du ministre du Climat et de l'Énergie au printemps 2008 ((F)080513-CDC-763). Depuis lors, la CREG publie annuellement une mise à jour de cette étude, étant donné qu'elle permet de bien appréhender l'évolution des composantes spécifiques des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les petits clients professionnels.

Cette étude décrit l'évolution des prix *retail* pour la période 2007-2021. L'année 2007 a été choisie comme base de départ car ce n'est qu'à partir de cette année-là que le marché belge de l'énergie a été entièrement libéralisé et que de nouveaux fournisseurs tels que Eneco-Eni-Nuon, Essent et Lampiris ont pu proposer leurs produits tant en Flandre qu'en Wallonie. Les principales évolutions sont discutées ci-après.

En raison de la situation particulière sur les marchés de l'énergie (à partir du 2^{ème} semestre 2021) ayant entraîné des évolutions de prix rapides et extrêmes, les études et analyses sont rapidement dépassées par la réalité. C'est pourquoi la CREG souhaite faire référence dans cette étude aux publications suivantes, disponibles sur son site internet:

- le tableau de bord mensuel¹ ;
- la mise-à-jour mensuelle des graphiques liés à l'évolution du prix de l'énergie en Belgique et dans les pays voisins² ;

Cette page internet contient également un lien vers l'analyse semestrielle des prix de l'énergie; cette analyse sera mise à jour fin juin 2022 avec les chiffres du 1^{er} semestre 2022³.

Ces publications donnent un meilleur aperçu des conditions actuelles du marché en Belgique, dans les 3 régions et dans les pays voisins.

Electricité

Le tableau ci-dessous illustre le prix moyen en € par MWh tant au niveau belge qu'au niveau des trois régions pour les 3 clients-types de cette étude (ménage : Dc 2v, professionnels: Ic et Ic1) pour l'année la plus récente, l'année 2020 et l'année 2007.

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen en Belgique pour un client-type Dc 2v a augmenté de 83,71 % : la dernière année, la CREG a noté une hausse de 19,55 %. Le prix total a ainsi augmenté durant la période totale, en moyenne, de 164,71 €/MWh en Flandre, de 98,24 €/MWh à Bruxelles et de 138,97 €/MWh en Wallonie.

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen en Belgique pour un client-type Ic1 a augmenté de 53,96%: la dernière année, la CREG a noté une augmentation de 37,07 %. Le prix total a ainsi augmenté durant la période totale, en moyenne, de 64,19 €/MWh en Flandre, de 61,01 €/MWh à Bruxelles et de 88,86 €/MWh en Wallonie.

¹ <https://www.creg.be/fr/professionnels/fonctionnement-et-monitoring-du-marche/tableau-de-bord>

² <https://www.creg.be/fr/professionnels/fonctionnement-et-monitoring-du-marche/evolution-prix-de-lenergie-belgique-et-pays>

³ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Prices/EvolPrFR.pdf>

Tableau a. Aperçu des chiffres en Belgique et dans les trois régions pour les différents clients-types électricité, période 2021 - 2020 - 2007 (€/MWh)

en €/MWh	2021	2020	delta 2021 - 2020	delta 2021 - 2020 (%)	2007	delta 2021 - 2007	delta 2021 - 2007 (%)
client-type Dc 2v (*)							
prix moyen pour ménage	294,03	245,95	48,07	19,55%	160,05	133,97	83,71%
Flandre (€/MWh)	307,15	264,16	42,99	16,28%	142,45	164,71	115,63%
Bruxelles (€/MWh)	264,60	210,71	53,89	25,57%	166,36	98,24	59,05%
Wallonie (€/MWh)	310,32	262,99	47,34	18,00%	171,35	138,97	81,10%
client-type Ic (*)							
prix moyen pour client professionnel (BT)	247,47	193,39	54,08	27,96%	146,95	100,53	68,41%
Flandre (€/MWh)	257,01	211,10	45,91	21,75%	148,34	108,67	73,25%
Bruxelles (€/MWh)	218,58	160,00	58,59	36,62%	142,07	76,51	53,86%
Wallonie (€/MWh)	266,82	209,09	57,74	27,61%	150,43	116,40	77,38%
client-type Ic1 (*)							
prix moyen pour client professionnel (MT)	203,58	148,53	55,06	37,07%	132,23	71,35	53,96%
Flandre (€/MWh)	193,42	141,50	51,92	36,69%	129,24	64,19	49,66%
Bruxelles (€/MWh)	196,64	138,60	58,04	41,88%	135,63	61,01	44,98%
Wallonie (€/MWh)	220,68	165,48	55,20	33,36%	131,82	88,86	67,41%

*: Dc 2v est un client résidentiel consommant 3 500 kWh par an.

Il a une puissance de raccordement comprise entre 4 et 9 kW et est alimenté en basse tension (BT).

La consommation de ce client est répartie entre 1 600 kWh le jour et 1 900 kWh la nuit.

Pour la période allant jusqu'à 2015 inclus, les calculs liés aux 100 kWh gratuits (uniquement en Flandre) se fondent sur un ménage de 4 personnes.

** : Ic est un client professionnel ayant une puissance annuelle maximum de 111 kVA, alimenté en basse tension.

La consommation de ce client est répartie entre 135 000 kWh le jour et 25 000 kWh la nuit.

*** : Ic1 est un client professionnel ayant une puissance annuelle maximum de 111 kVA, mais dont le raccordement est réalisé en moyenne tension (MT) (réseau 26-1kV).

La consommation de ce client est répartie entre 135 000 kWh le jour et 25 000 kWh la nuit.

Client résidentiel (Dc 2v)

Les aperçus chiffrés ci-dessous rendent compte des évolutions moyennes en € par MWh du prix total moyen et des évolutions moyennes de chaque composante dans les trois régions, d'une part pour l'année la plus récente par rapport à l'année 2007, et d'autre part pour l'année la plus récente par rapport à l'année qui la précède.

Tableau b. Aperçus pour le client-type Dc 2v dans les 3 régions, période 2007-2021 et période 2020-2021 (€/MWh)

	Flandre	Bruxelles	Wallonie		Flandre	Bruxelles	Wallonie
2007	142,45	166,36	171,35	2020	264,16	210,71	262,99
delta énergie	57,98	37,86	37,19	delta énergie	35,65	36,32	35,65
delta cotisations ER & COGEN	17,96	8,65	21,09	delta cotisations ER & COGEN	0,76	4,85	-0,72
delta transport	3,41	4,35	2,22	delta transport	0,24	0,61	-0,08
delta distribution	46,80	11,03	25,35	delta distribution	-4,64	-1,30	2,36
delta prélèvements	10,60	19,88	29,59	delta prélèvements	3,56	4,11	1,96
delta taxe sur l'énergie & TVA	27,95	16,46	23,53	delta taxe sur l'énergie & TVA	7,42	9,30	8,16
2021	307,15	264,60	310,32	2021	307,15	264,60	310,32
delta	164,71	98,24	138,97	delta	42,99	53,89	47,34
delta sur base annuelle	576,48	343,83	486,40	delta sur base annuelle	150,48	188,61	165,68
delta en %	115,63%	59,05%	81,10%	delta en %	16,28%	25,57%	18,00%

Les principaux moteurs des évolutions des prix peuvent varier d'une région à l'autre et sont brièvement expliqués ci-après.

Par rapport à l'année 2007, le **prix de l'énergie** a augmenté en moyenne de 108,57 % en Flandre et de 51,03 % à Bruxelles et de 50,13 % en Wallonie. Par rapport à l'année 2020, le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 47,08 % en Flandre et en Wallonie et de 47,95 % à Bruxelles.

Par le passé, la différence entre la Flandre et Bruxelles/la Wallonie s'expliquait principalement par l'octroi de kWh gratuits en Flandre ; cette mesure a toutefois été supprimée en janvier 2016, d'où la plus forte hausse en Flandre.

Seul un fournisseur (dans la sélection) a procédé à une tarification régionale des prix jusqu'en juin 2016. En 2021, un des fournisseurs sélectionnés a procédé à une tarification régionale.

L'évolution de cette composante suit en grande partie l'évolution des prix sur les marchés de gros. La remontée des prix de l'électricité sur les marchés de gros au troisième trimestre de 2020 s'est poursuivie au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021. Comme pour le gaz naturel, on observe également, dans le cas de l'électricité, des hausses de prix structurelles à compter du deuxième trimestre, qui deviennent particulièrement notables au troisième et au quatrième trimestres de 2021. Ce sont principalement les hausses de prix du gaz naturel et du charbon qui expliquent cette augmentation des prix, et dans une moindre mesure, la hausse du prix par tonne de CO₂. Le prix du CO₂ continue toutefois de croître et est appelé à rester un facteur structurel de la hausse des prix de l'électricité à moyen terme.

Les **contributions énergie renouvelable et cogénération** ont fortement augmenté en raison de la hausse des obligations de quota décidées par les régions (+ 319,48 % au total pour la Belgique par rapport à l'année 2007). Cette augmentation est de 306,11 % en Flandre, de 364,70 % à Bruxelles et de 315,17 % en Wallonie. Par rapport à l'année 2020, on observe également une hausse globale (+ 26,47 % pour l'ensemble de la Belgique). Cette hausse globale est constituée d'une augmentation de 3,29 % en Flandre et de 78,65 % à Bruxelles, ainsi que d'une baisse de 2,25 % en Wallonie.

Par rapport à l'année 2007, le **tarif de réseau de distribution** a augmenté en moyenne de 109,77 % en Flandre, de 27,35 % à Bruxelles et de 58,22 % en Wallonie. Par rapport à l'année 2020, le tarif de réseau de distribution a diminué en moyenne de 4,93 % en Flandre, de 2,47 % à Bruxelles et augmenté de 3,55 % en Wallonie.

L'évolution par rapport à l'année 2007 résulte notamment de la hausse des coûts des obligations de service public, de l'augmentation des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et de l'introduction de tarifs pluriannuels.

En Flandre, on observe également, depuis août 2015, l'impact de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution.

La Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau à partir de mars 2019. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires gestion du système, activité de mesure et comptage, compensation des pertes de réseau et charges de pensions complémentaires non capitalisées ont disparu. À partir de mars 2019, les coûts associés ont été répartis entre les termes « capacitaire », « fixe » et « proportionnel » du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Il existe également un nouveau poste tarifaire « soldes régulateurs », qui comprend la compensation des soldes historiques.

Les **prélèvements publics (surcharges)** présentent également une évolution importante (+ 257,62 % au total pour la Belgique par rapport à l'année 2007). Ils ont augmenté de 147,70 % en Flandre, de 178,57 % à Bruxelles et de 591,08 % en Wallonie. Par rapport à l'année précédente, les prélèvements publics ont augmenté (+ 15,44 % au total pour la Belgique). Ils ont augmenté de 25,02 % en Flandre, de 15,28 % à Bruxelles et de 6,02 % en Wallonie.

La cotisation fédérale a été multipliée par 1,5 depuis 2007 et de nouvelles surcharges telles que la « surcharge certificat vert », le « financement du raccordement des parcs éoliens *offshore* », la « réserve stratégique » (...) contribuent à cette augmentation.

Depuis 2015, l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution à Bruxelles et en Wallonie est répercutée dans les prélèvements locaux.

Par rapport à l'année 2007, la **taxe sur l'énergie et la TVA** ont augmenté en moyenne de 104,94 % en Flandre, de 53,49 % à Bruxelles et de 74,67 % en Wallonie. Par rapport à l'année 2020, la taxe sur l'énergie et la TVA ont augmenté de 15,74 % en Flandre, de 24,49 % à Bruxelles et de 17,41 % en Wallonie.

Client professionnel (Ic1)

Les aperçus chiffrés ci-dessous rendent compte des évolutions moyennes en € par MWh du prix total moyen et des évolutions moyennes de la composante dans les trois régions, d'une part pour l'année la plus récente par rapport à l'année 2007, et d'autre part pour l'année la plus récente par rapport à l'année qui la précède.

Tableau c. Aperçus pour le client-type Ic1 dans les 3 régions, période 2007-2021 et période 2020-2021 (€/MWh)

	Flandre	Bruxelles	Wallonie		Flandre	Bruxelles	Wallonie
2007	129,24	135,63	131,82	2020	141,50	138,60	165,48
delta énergie	29,45	30,11	29,45	delta énergie	53,48	54,15	53,48
delta cotisations ER & COGEN	17,44	8,66	21,26	delta cotisations ER & COGEN	0,19	0,89	-0,47
delta transport	1,74	4,35	0,38	delta transport	0,53	0,61	-3,08
delta distribution	-4,55	1,94	11,50	delta distribution	-5,86	-0,47	3,42
delta prélèvements	20,10	15,93	26,27	delta prélèvements	3,58	2,86	1,86
delta taxe sur l'énergie	0,00	0,00	0,00	delta taxe sur l'énergie	0,00	0,00	0,00
2021	193,42	196,64	220,68	2021	193,42	196,64	220,68
delta	64,19	61,01	88,86	delta	51,92	58,04	55,20
delta sur base annuelle	10.269,64	9.760,82	14.217,65	delta sur base annuelle	8.307,36	9.286,67	8.832,72
delta en %	49,66%	44,98%	67,41%	delta en %	36,69%	41,88%	33,36%

Les principaux moteurs des évolutions des prix peuvent varier d'une région à l'autre et sont brièvement expliqués ci-après.

Le **prix de l'énergie** par rapport à l'année 2007 a augmenté en moyenne de 36,25 % en Flandre et en Wallonie et de 37,07 % à Bruxelles. Par rapport à l'année 2020, le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 93,49 % en Flandre et en Wallonie et de 94,65 % à Bruxelles.

L'évolution du prix de l'énergie résulte de la structure de la formule et des paramètres d'indexation des tarifs qui sont très différents de ceux des clients basse tension.

Seul un fournisseur (dans la sélection) a procédé à une tarification régionale des prix jusqu'en juin 2016. En 2021, l'un des fournisseurs sélectionnés procède à une tarification régionale.

En 2020, le prix de l'électricité a baissé, entre autres suite à une diminution de la demande causée par la pandémie de Covid-19 et le confinement qui s'en est suivi, avec pour conséquence un important recul de l'activité (économique). La remontée des prix de l'électricité sur les marchés de gros au troisième trimestre de 2020 se poursuit au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021. Comme pour le gaz naturel, on observe également, dans le cas de l'électricité, des hausses de prix structurelles à compter du deuxième trimestre, qui deviennent particulièrement notables au troisième et au quatrième trimestres de 2021. Ce sont principalement les hausses de prix du gaz naturel et du charbon qui expliquent cette augmentation des prix, et dans une moindre mesure, la hausse du prix par tonne de CO₂. Le prix du CO₂ continue toutefois de croître et est appelé à rester un facteur structurel de la hausse des prix de l'électricité à moyen terme.

Les **contributions énergie renouvelable et cogénération** ont fortement augmenté en raison de la hausse des obligations de quota (+ 317,21 % au total pour la Belgique par rapport à l'année 2007). Cette hausse est de 297,26 % en Flandre, de 365,21 % à Bruxelles et de 317,70 % en Wallonie. Par rapport à l'année précédente, la CREG observe également une hausse globale (+ 0,98 % pour l'ensemble de la Belgique). Cette hausse globale est composée d'une augmentation de 0,80 % en Flandre, de 8,76 % à Bruxelles et d'une diminution de 1,66 % en Wallonie.

Par rapport à l'année 2007, le **tarif de réseau de distribution** a diminué en moyenne de 20,30 % en Flandre et a augmenté de 5,73 % à Bruxelles et de 43,83 % en Wallonie. Par rapport à l'année 2020, le tarif de réseau de distribution a diminué en moyenne de 24,71 % en Flandre et de 1,30 % à Bruxelles et a augmenté en moyenne de de 9,96 % en Wallonie.

Cette évolution résulte notamment de la hausse des coûts des obligations de service public, de l'augmentation des coûts de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et de l'introduction de tarifs pluriannuels.

En Flandre, on observe également depuis août 2015 l'impact de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution.

La Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau à partir de mars 2019. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires gestion du système, activité de mesure et comptage, compensation des pertes de réseau et charges de pensions complémentaires non capitalisées ont disparu. À partir de mars 2019, les coûts associés ont été répartis entre les termes « capacitaire », « fixe » et « proportionnel » du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Il existe également un nouveau poste tarifaire « soldes régulateurs », qui comprend la compensation des soldes historiques.

Les **prélèvements publics** présentent également une évolution importante (+ 282,57 % pour l'ensemble de la Belgique par rapport à l'année 2007). Ils ont augmenté de 294,39 % en Flandre, de 150,77 % à Bruxelles et de 564,45 % en Wallonie. Par rapport à l'année précédente, les prélèvements publics ont aussi augmenté (+ 10,92 % au total pour la Belgique). Ils ont augmenté de 15,34 % en Flandre, de 12,11 % à Bruxelles et de 6,39 % en Wallonie.

Cette évolution s'explique par les mêmes causes que celles d'un client-type Dc 2v.

Gaz naturel

Le tableau ci-dessous illustre le prix moyen en € par MWh, tant au niveau belge qu'au niveau des trois régions, pour les 2 clients-types de cette étude (T2 et T4) pour l'année la plus récente, l'année 2020 et l'année 2007.

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen en Belgique pour un client-type T2 a augmenté de 58,38 % : la dernière année, la CREG a noté une augmentation de 55,76 %. Le prix total a ainsi augmenté durant la période totale, en moyenne, de 24,02 €/MWh en Flandre, de 24,82 €/MWh à Bruxelles et de 35,02€/MWh en Wallonie.

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen en Belgique pour un client-type T4 a augmenté de 71,63 % ; lors de la dernière année, il a augmenté de 118,04 %. Le prix total a augmenté durant la période totale en moyenne de 19,56 €/MWh en Flandre, de 20,97 €/MWh à Bruxelles et de 22,70 €/MWh en Wallonie.

Tableau d. Aperçu des chiffres en Belgique et dans les trois régions pour les différents clients-types gaz naturel, période 2021 – 2020 – 2007 (€/MWh)

en €/MWh	2021	2020	delta 2021 - 2020	delta 2021 - 2020 (%)	2007	delta 2021 - 2007	delta 2021 - 2007 (%)
client-type T2 (*)							
prix moyen pour ménage	75,84	48,69	27,15	55,76%	47,88	27,95	58,38%
Flandre (€/MWh)	70,95	44,16	26,79	60,67%	46,94	24,02	51,17%
Bruxelles (€/MWh)	74,14	46,94	27,20	57,94%	49,31	24,82	50,34%
Wallonie (€/MWh)	82,42	54,96	27,45	49,95%	47,39	35,02	73,89%
client-type T4 (**)							
prix moyen pour client professionnel	50,50	23,16	27,34	118,04%	29,42	21,08	71,63%
Flandre (€/MWh)	48,55	21,51	27,04	125,73%	28,99	19,56	67,47%
Bruxelles (€/MWh)	51,18	23,52	27,66	117,62%	30,21	20,97	69,41%
Wallonie (€/MWh)	51,76	24,45	27,31	111,69%	29,06	22,70	78,09%

*: T2 est un client résidentiel qui utilise le gaz naturel pour la cuisson et le chauffage.

Cela correspond à une consommation de 23 260 kWh/an et à une capacité de raccordement estimée à 2,5 m³/h.

** : T4 est un petit client professionnel (de 1.000 à 10.000 MWh/an) avec une utilisation annuelle de 200 jours/an.

Ce client a une consommation moyenne de 2.300.000 kWh/an et une capacité de connexion estimée à 100 m³/h.

Client résidentiel (T2)

Les aperçus chiffrés ci-dessous rendent compte des évolutions moyennes en € par MWh du prix total moyen et des évolutions moyennes de chaque composante dans les trois régions, d'une part pour l'année la plus récente par rapport à l'année 2007, et d'autre part pour l'année la plus récente par rapport à l'année qui la précède.

Tableau e. Aperçus pour le client-type T2 dans les 3 régions, période 2007-2021 et période 2020-2021 (€/MWh)

	Flandre	Bruxelles	Wallonie		Flandre	Bruxelles	Wallonie
2007	46,94	49,31	47,39	2020	44,16	46,94	54,96
delta énergie	18,22	18,53	18,22	delta énergie	22,31	22,62	22,31
delta transport	-0,14	-0,14	-0,14	delta transport	-0,04	-0,04	-0,04
delta distribution	1,47	0,27	7,34	delta distribution	0,00	0,00	0,50
delta prélèvements	0,41	1,95	3,63	delta prélèvements	-0,14	-0,12	-0,09
delta taxe sur l'énergie & TVA	4,06	4,20	5,97	delta taxe sur l'énergie & TVA	4,67	4,74	4,78
2021	70,95	74,14	82,42	2021	70,95	74,14	82,42
delta	24,02	24,82	35,02	delta	26,79	27,20	27,45
delta sur base annuelle	558,66	577,40	814,58	delta sur base annuelle	623,20	632,58	638,60
delta en %	51,17%	50,34%	73,89%	delta en %	60,67%	57,94%	49,95%

Les principaux moteurs des évolutions des prix peuvent varier d'une région à l'autre et sont brièvement expliqués ci-après.

Le **prix de l'énergie** par rapport à l'année 2007 a augmenté en moyenne de 70,37 % en Flandre et en Wallonie et de 71,59 % à Bruxelles. Par rapport à l'année 2020, le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 102,33 % en Flandre et en Wallonie et de 103,78 % à Bruxelles.

Le lien étroit avec les prix du marché de gros, et donc l'évolution des paramètres d'indexation, explique cette évolution. En 2021, l'un des fournisseurs sélectionnés procède par ailleurs à une tarification régionale.

Par rapport à l'année 2007, le **tarif de réseau de distribution** a augmenté de 14,75 % en Flandre, de 2,48 % à Bruxelles et de 70,86 % en Wallonie. Par rapport à l'année 2020, le tarif de réseau de distribution est resté relativement stable dans les 3 régions.

Cette évolution résulte du report des déficits des années précédentes, de la hausse des obligations de service public et de l'introduction de tarifs pluriannuels.

En Flandre, on observe également, depuis août 2015, l'impact de l'impôt sur les sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution.

La Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau à partir de mars 2019. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires gestion du système, activité de mesure et comptage, et charges de pensions complémentaires non capitalisées ont disparu. À partir de mars 2019, les coûts associés ont été répartis entre les termes « capacitaire », « fixe » et « proportionnel » du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Il existe également un nouveau poste tarifaire « soldes régulateurs », qui comprend la compensation des soldes historiques.

Les **prélèvements publics** présentent une évolution importante (+ 301,31 % pour l'ensemble de la Belgique par rapport à l'année 2007). Cette hausse est de 114,31 % en Flandre, de 151,43 % à Bruxelles et de 1.063,57 % en Wallonie. Par rapport à l'année précédente, les prélèvements publics ont diminué (- 4,24 % au total pour la Belgique). Ils ont diminué de 15,66 % en Flandre, de 3,65 % à Bruxelles et de 2,18 % en Wallonie.

Cette hausse historique résulte principalement de l'augmentation de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés, ainsi que d'un nouveau prélèvement en Wallonie (règlement de rétribution à partir de 2011) et à Bruxelles (surcharge OSP à compter de 2012) et de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution à compter de 2015, qui est répercuté dans les prélèvements locaux en Wallonie et à Bruxelles.

Par rapport à l'année 2007, la **taxe sur l'énergie et la TVA** ont augmenté de 44,50 % en Flandre, de 44,04 % à Bruxelles et de 64,88 % en Wallonie. Par rapport à l'année 2020, cette composante a augmenté de 54,68 % en Flandre, de 52,53 % à Bruxelles et de 45,97 % en Wallonie.

Client professionnel (T4)

Les aperçus chiffrés ci-dessous rendent compte des évolutions moyennes en € par MWh du prix total moyen et des évolutions moyennes de la composante dans les trois régions, d'une part pour l'année la plus récente par rapport à l'année 2007, et d'autre part pour l'année la plus récente par rapport à l'année qui la précède.

Tableau f. Aperçus pour le client-type T4 dans les 3 régions, période 2007-2021 et période 2020-2021 (€/MWh)

	Flandre	Bruxelles	Wallonie		Flandre	Bruxelles	Wallonie
2007	28,99	30,21	29,06	2020	21,51	23,52	24,45
delta énergie	18,86	19,18	18,86	delta énergie	27,33	27,65	27,33
delta transport	-0,14	-0,14	-0,14	delta transport	-0,04	-0,04	-0,04
delta distribution	0,04	0,20	1,94	delta distribution	-0,08	0,00	0,14
delta prélèvements	0,49	-0,22	0,96	delta prélèvements	-0,07	0,00	-0,05
delta taxe sur l'énergie	0,31	1,95	1,07	delta taxe sur l'énergie	-0,09	0,05	-0,08
2021	48,55	51,18	51,76	2021	48,55	51,18	51,76
delta	19,56	20,97	22,70	delta	27,04	27,66	27,31
delta sur base annuelle	44.991,37	48.231,15	52.199,51	delta sur base annuelle	62.199,64	63.625,37	62.807,54
delta en %	67,47%	69,41%	78,09%	delta en %	125,73%	117,62%	111,69%

Les principaux moteurs des évolutions des prix peuvent varier d'une région à l'autre et sont brièvement expliqués ci-après.

Le **prix de l'énergie** par rapport à l'année 2007 a augmenté en moyenne de 77,59 % en Flandre et en Wallonie et de 78,89 % à Bruxelles. Par rapport à l'année précédente, le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 172,62 % en Flandre et en Wallonie et de 174,62 % à Bruxelles.

Le prix de l'énergie suit la même évolution que celle d'un client résidentiel.

Par rapport à l'année 2007, le **tarif de réseau de distribution** a augmenté de 1,60 % en Flandre, de 7,26 % à Bruxelles et de 76,14 % en Wallonie. Par rapport à l'année 2020, le tarif de réseau de distribution a diminué en moyenne de 3,23 % en Flandre et augmenté de 0,03 % à Bruxelles et de 3,26 % en Wallonie.

L'évolution du tarif de réseau de distribution est moins forte car les coûts des obligations de service public sont principalement imputés aux consommateurs résidentiels, vu qu'elles s'appliquent également davantage à ceux-ci.

De plus, les **prélèvements publics** en Wallonie ont augmenté moins fortement que pour les clients résidentiels, du fait que le prélèvement « règlement de rétribution » est dégressif.

1. INTRODUCTION

1. L'étude relative aux composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel a été réalisée pour la première fois à la demande du ministre du Climat et de l'Energie au printemps 2008 ((F)080513-CDC-763). Depuis lors, la CREG a publié chaque année une mise à jour de cette étude, étant donné qu'elle permet de bien appréhender l'évolution des composantes spécifiques des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les petits clients professionnels.

2. Cette étude décrit l'évolution détaillée des prix pour la période 2007-2021. L'année 2007 a été choisie comme base de départ car ce n'est qu'à partir de cette année-là que le marché belge de l'énergie a été entièrement libéralisé et que de nouveaux fournisseurs tels que Eneco-Eni-Nuon, Essent et Lampiris ont pu proposer leurs produits tant en Flandre qu'en Wallonie.

3. L'étude est structurée de la façon suivante. Le chapitre 2 expose la méthodologie de calcul de l'étude. Les chapitres 3 et 4 présentent les calculs des clients-types pour l'électricité (chapitre 3) et pour le gaz naturel (chapitre 4) et expliquent l'évolution et la composition des différentes composantes. En guise de conclusion, le chapitre 5 fournit un aperçu global par région (Flandre, Bruxelles et Wallonie) de l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour la période 2007-2021.

4. Cette étude a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 2 juin 2022.

2. METHODOLOGIE DE CALCUL

2.1. ELECTRICITÉ

5. L'étude décrit l'évolution du prix de l'électricité pour un client résidentiel (Dc 2v) et deux clients professionnels (Ic et Ic1)⁴. Les clients-type sont définis comme suit:

- **Dc 2v** est un client résidentiel consommant 3 500 kWh par an⁵. Il a une puissance de raccordement comprise entre 4 et 9 kW et est alimenté en basse tension (BT). La consommation de ce client est répartie entre 1 600 kWh le jour et 1 900 kWh la nuit.

⁴ S'agissant des gros clients industriels, PwC a réalisé en 2015 une étude distincte pour le compte de la CREG : « *A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers* ». Cette étude a démontré la complexité de la situation des consommateurs industriels en Belgique, qui méritait une analyse approfondie. Par conséquent, l'étude de suivi de 2016 et ses mises à jour en 2017, 2018 et 2019 ont porté sur la présentation d'une nouvelle comparaison des prix énergétiques pour 6 consommateurs industriels (quatre pour l'électricité E1 : 10 GWh (raccordés au niveau du réseau de distribution – TransHS), E2 : 25 GWh, E3 : 100 GWh et E4 : 500 GWh et deux pour le gaz naturel G1 : 100 GWh (raccordés au niveau du réseau de distribution – T6) et G2 : 2.500 GWh) en Belgique et dans les 4 pays voisins. L'étude de suivi « *A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers* » réalisée en 2020 et sa mise à jour en 2021 pour le compte du FORBEG se concentrent sur ces grands consommateurs industriels, tout en analysant la situation pour les ménages et les petits consommateurs professionnels.

⁵ Pour la période allant jusqu'à 2015 inclus, les calculs liés aux 100 kWh gratuits (uniquement en Flandre) se fondent sur un ménage de 4 personnes.

- **Ic** est un client professionnel ayant une puissance annuelle maximum de 111 kVA, alimenté en basse tension (0,23 à 0,4 kV). La consommation de ce client est répartie entre 135 000 kWh le jour et 25 000 kWh la nuit.
 - **Ic1** est un client professionnel présentant un profil de consommation identique à celui d'un client Ic, mais dont le raccordement est réalisé en moyenne tension (MT) (réseau 26-1kV)⁶.
6. Les évolutions du prix total sont décrites pour 5 fournisseurs: (EDF) Luminus, Engie-Electrabel (auparavant Electrabel Customer Solutions), Eneco (auparavant Eni-Nuon), Mega (auparavant Essent, mais ce fournisseur a été racheté par Luminus dans le courant de l'année 2021) et Lampiris.
7. Les évolutions du prix total sont décrites pour 6 gestionnaires de réseau de distribution:
- Flandre (3) : Gaselwest (GSW), Imewo (IMW) et Fluvius Limburg (auparavant : InterEnergia (IE)) ;
 - Région de Bruxelles-Capitale (ci-après Bruxelles) (1) : Sibelga (SBG) ;
 - Wallonie (2) : Resa Tecteo électricité (auparavant Tecteo) (Resa) et Ores Hainaut Électricité (auparavant IEH) (IEH).
8. Dans l'étude, le prix total est calculé sur la base des 6 composantes suivantes:
- prix de l'énergie ;
 - contributions énergie renouvelable et cogénération ;
 - transport (hors prélèvements publics) ;
 - distribution (hors prélèvements publics) ;
 - prélèvements publics ;
 - taxe sur l'énergie et TVA.

2.2. GAZ NATUREL

9. Pour le gaz naturel, les clients-types⁷ suivants figurent dans l'étude:
- **T2** est un client résidentiel qui consomme du gaz naturel pour la cuisson et le chauffage. Cela correspond à une consommation de 23.260 kWh/an et à une capacité de raccordement estimée à 2,5 m³/h ;
 - **T4** est un petit client professionnel (de 1.000 à 10.000 MWh/an) avec une utilisation annuelle de 200 jours/an. Ce client présente une consommation moyenne de 2.300.000 kWh/an et une capacité de raccordement estimée à 100 m³/h.

⁶ Les clients professionnels (Ic/Ic1) peuvent être raccordés à un réseau à plus haute tension que la basse tension (BT).

⁷ S'agissant des gros clients industriels, PwC a réalisé en 2015 une étude distincte pour le compte de la CREG : « *A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers* ». Cette étude a démontré la complexité de la situation des consommateurs industriels en Belgique, qui méritait une analyse approfondie. Par conséquent, les études de suivi de 2016 et ses mises à jour en 2017, 2018 et 2019 ont porté sur la présentation d'une nouvelle comparaison des prix énergétiques pour 6 consommateurs industriels (quatre pour l'électricité E1 : 10 GWh (raccordés au niveau du réseau de distribution – TransHS), E2 : 25 GWh, E3 : 100 GWh et E4 : 500 GWh et deux pour le gaz naturel G1 : 100 GWh (raccordés au niveau du réseau de distribution – T6) et G2 : 2.500 GWh) en Belgique et dans les 4 pays voisins. L'étude de suivi « *A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers* » réalisée en 2020 et sa mise à jour en 2021 pour le compte du FORBEG se concentrent sur ces grands consommateurs industriels, tout en analysant la situation pour les ménages et les petits consommateurs professionnels.

10. Les évolutions du prix total sont décrites pour 5 fournisseurs: (EDF) Luminus, Engie-Electrabel (auparavant Electrabel Customer Solutions), Eneco (auparavant Eni-Nuon), Mega (auparavant Essent, mais ce fournisseur a été racheté par Luminus dans le courant de l'année 2021) et Lampiris.
11. Les évolutions du prix total sont décrites pour 6 gestionnaires de réseau de distribution:
- Flandre (3) : Gaselwest (GSW), Imewo (IMW) et Fluvius Limburg (auparavant : InterEnergia (IE)) ;
 - Région de Bruxelles-Capitale (ci-après : Bruxelles) (1) : Sibelga (SBG) ;
 - Wallonie (2) : Resa Tecteo gaz naturel (auparavant ALG) (Resa) et Ores Hainaut gaz (auparavant IGH) (IGH).
12. Dans l'étude, le prix total est calculé sur la base des 5 composantes suivantes:
- prix de l'énergie ;
 - transport (hors prélèvements publics) ;
 - distribution (hors prélèvements publics) ;
 - prélèvements publics ;
 - taxe sur l'énergie et TVA.

3. CALCULS CLIENTS-TYPE ÉLECTRICITÉ

3.1. INTÉRÊT DES DIFFÉRENTES COMPOSANTES ET ÉVOLUTION DU PRIX TOTAL

13. Les composantes tarifaires qui déterminent⁸ les grandes tendances des prix sont :

- le prix de l'énergie ;

L'importance de la composante « énergie » dans le prix total appliqué aux clients résidentiels varie d'une région à l'autre.

Cela est notamment dû aux kWh gratuits alloués en Flandre mais pas dans les autres régions (Bruxelles et Wallonie). Pour le client-type Dc 2v, les 100 kWh accordés gratuitement permettaient de maintenir le prix de l'énergie en Flandre en moyenne 23,30 €/MWh en dessous de celui pratiqué à Bruxelles et en Wallonie. La récupération des coûts des kWh gratuits s'est faite par une obligation de service public (OSP) imposée au gestionnaire de réseau de distribution, ce qui a fait augmenter les tarifs de réseau de distribution en Flandre. Depuis janvier 2016, la CREG observe une hausse du prix total en Flandre, notamment en raison de la suppression de ces 100 kWh gratuits.

⁸ Bien que les contributions énergie renouvelable et cogénération soient relativement moins importantes dans le prix total, cette composante a plus que doublé depuis 2007. La politique énergétique et l'obligation de quota y afférente dans les régions sont à l'origine de cette hausse. Cela est développé plus avant à partir du point 3.3.2 Discussion des systèmes de quotas dans les 3 régions.

un ménage de 4 personnes (consommation annuelle = 3,500 kWh) a droit à 500 kWh gratuits									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
prix unitaire des kWh gratuits (hors TVA) EURO/MWh	145,49	142,52	154,24	147,39	158,21	181,53	175,25	173,01	190,17
réduction sur base annuelle en EURO	72,74	71,26	77,12	73,69	79,11	90,77	87,63	86,51	95,09
réduction sur base annuelle en EURO/MWh	20,78	20,36	22,03	21,06	22,60	25,93	25,04	24,72	27,17

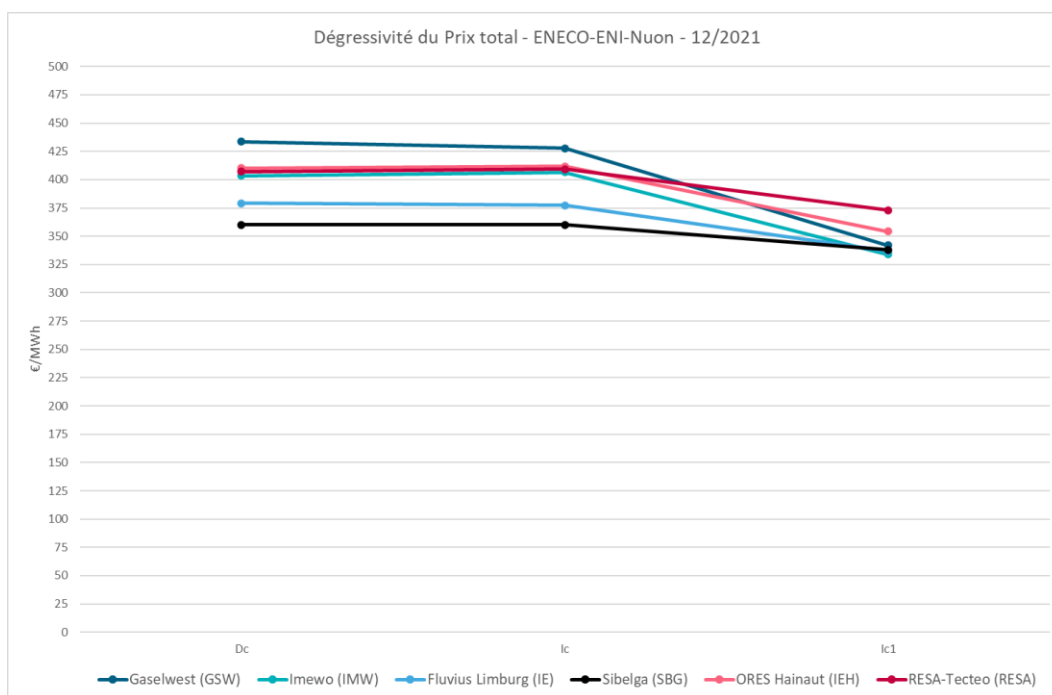
Notons également que Lampiris disposait d'un tarif fournisseur différencié par région jusqu'au premier semestre de 2016. En 2021, l'un des fournisseurs sélectionnés (Lampiris) procède également à une tarification régionale.

- le tarif de réseau de distribution ;

En raison de la cascade des coûts entre les différents niveaux de tension, la dégressivité⁹ des tarifs de réseau de distribution est importante. Le tarif de la moyenne tension n'atteint, dans la plupart des cas, que la moitié de celui de la basse tension. Cela explique que la part du tarif de réseau de distribution dans le prix total diffère pour un client Dc 2v ou un client-type Ic1.

Le graphique suivant présente la dégressivité du prix total en décembre 2021 pour Eneco-Eni-Nuon dans les différentes zones de distribution. Il en ressort que le tarif pour un client-type Ic1 s'élève en moyenne à 86,77 % du tarif d'un client-type Dc 2v. Les données obtenues pour les autres fournisseurs reflètent la même tendance, sauf chez Luminus.

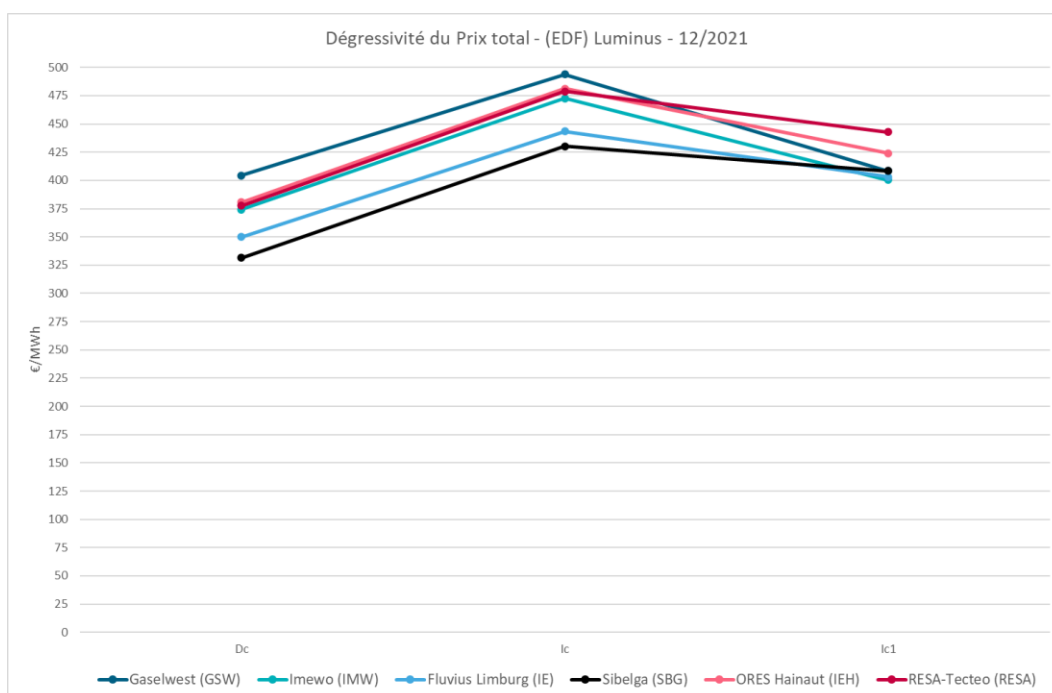
Graphique 1 : Dégressivité du prix total, décembre 2021, Eneco-Eni-Nuon



⁹ La dégressivité est provoquée par plusieurs facteurs :

- la tarification des fournisseurs, pouvant être différenciée par niveau de consommation ;
- la cascade des coûts de réseau de distribution entre les niveaux de tension;
- la TVA déductible chez les clients professionnels et le tarif 0 de la taxe énergie pour le client-type Ic1.

Graphique 2 : Dégressivité du prix total, décembre 2021, Luminus



- les prélèvements publics ;
- la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels)¹⁰.

14. Comme l'illustrent les diagrammes circulaires suivants pour 2021, les poids relatifs des différentes composantes peuvent varier fortement entre les clients-types (profil de consommation et niveau de tension du raccordement), les zones de distribution, les régions ainsi que les fournisseurs.

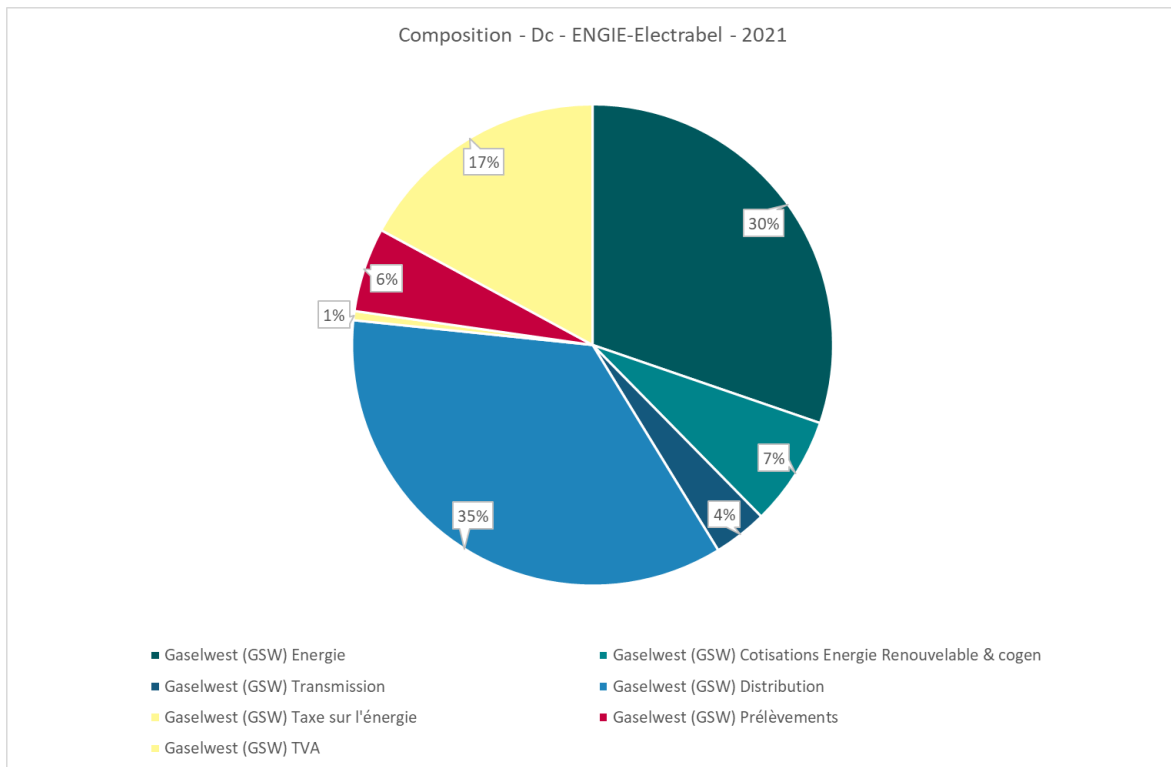
Les trois premiers diagrammes circulaires montrent la composition proportionnelle du prix total pour un client-type Dc 2v à chaque fois pour une des trois régions et pour un fournisseur différent. Pour un client résidentiel électricité, on constate par exemple que la composante distribution pèse beaucoup plus lourd chez Gaselwest en Flandre que chez Sibelga à Bruxelles ou chez Ores Hainaut en Wallonie. Les contributions énergie renouvelable et cogénération sont (beaucoup) plus faibles à Bruxelles qu'en Flandre ou en Wallonie.

Les trois diagrammes circulaires suivants montrent la composition proportionnelle du prix total pour un client-type Ic1, à chaque fois pour l'une des trois régions mais pour un même fournisseur. Pour un client professionnel électricité raccordé à la moyenne tension, on observe que la composante énergie est beaucoup plus importante que chez un client résidentiel. Les composantes les plus importantes chez ce client-type sont ensuite la distribution, les prélèvements publics et les contributions énergie renouvelable et cogénération (cette dernière composante n'étant pas à Bruxelles où la distribution est plus importante).

¹⁰ La composante « taxe sur l'énergie et TVA », qui représente en 2021 environ 18 % du prix total des clients résidentiels basse tension, n'existe pas pour le client professionnel Ic1 raccordé à la moyenne tension puisque la TVA peut être récupérée par les clients professionnels et le taux de la taxe sur l'énergie est de 0.

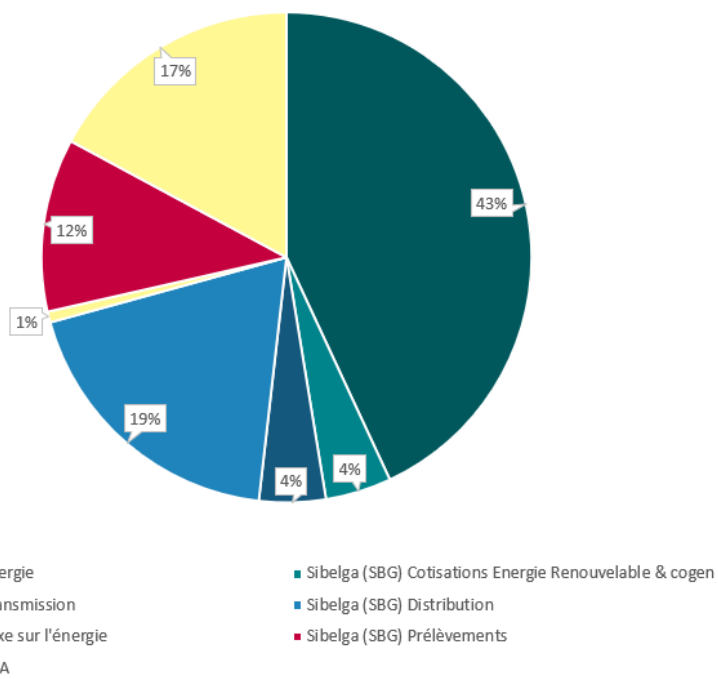
Diagrammes circulaires pour un client-type Dc 2v par région et avec un fournisseur différent

Graphique 3 : Composition proportionnelle du prix total, Dc 2v, Gaselwest (GSW) – Engie-Electrabel

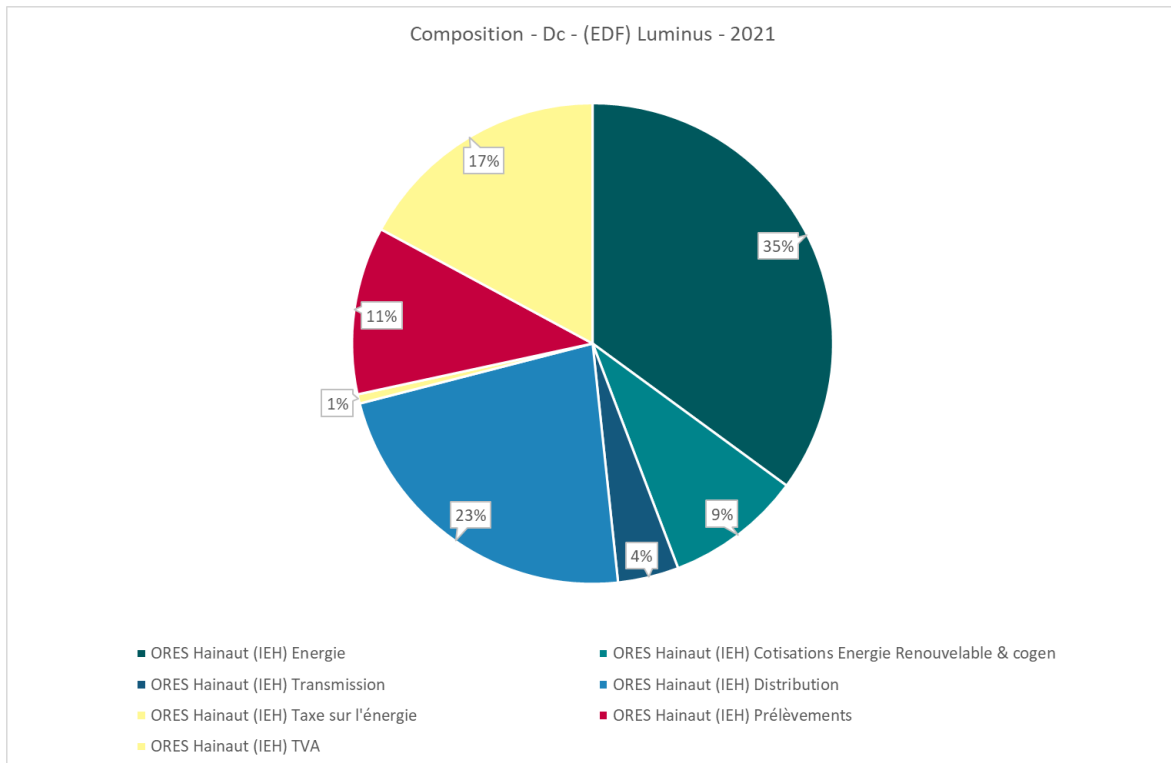


Graphique 4 : Composition proportionnelle du prix total, Dc 2v, Sibelga (SBG) – Lampiris

Composition - Dc - Lampiris - 2021

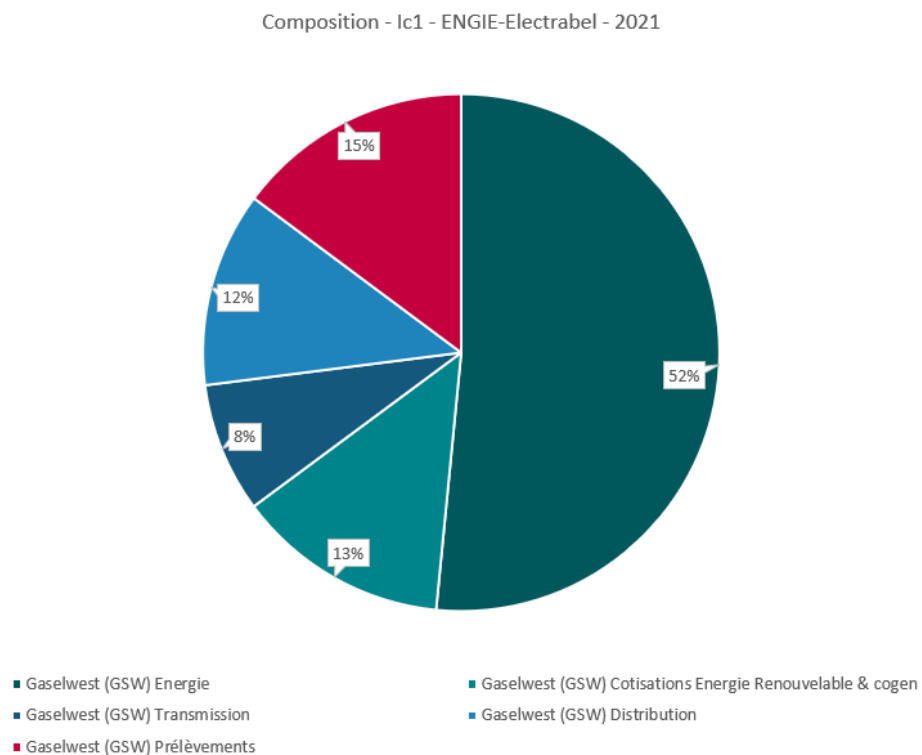


Graphique 5 : Composition proportionnelle du prix total, Dc 2v, Ores Hainaut Électricité (IEH) – (EDF) Luminus

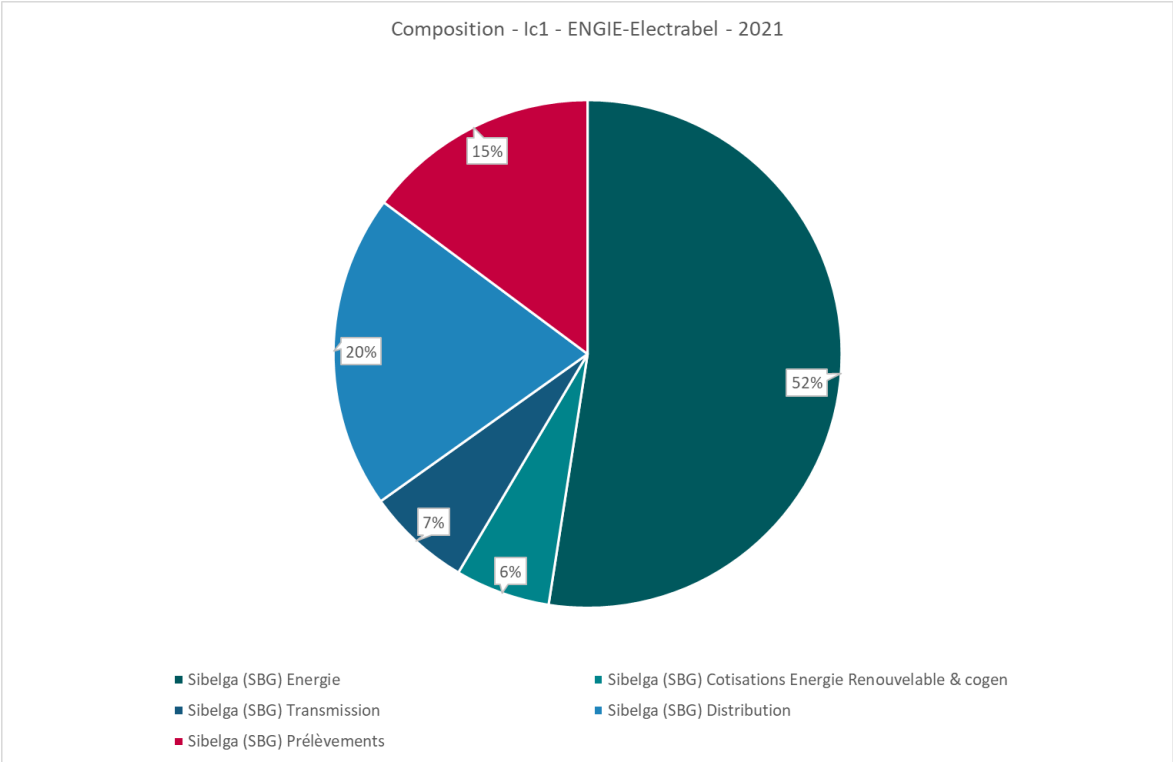


Diagrammes circulaires pour un client-type Ic1 par région et avec un même fournisseur

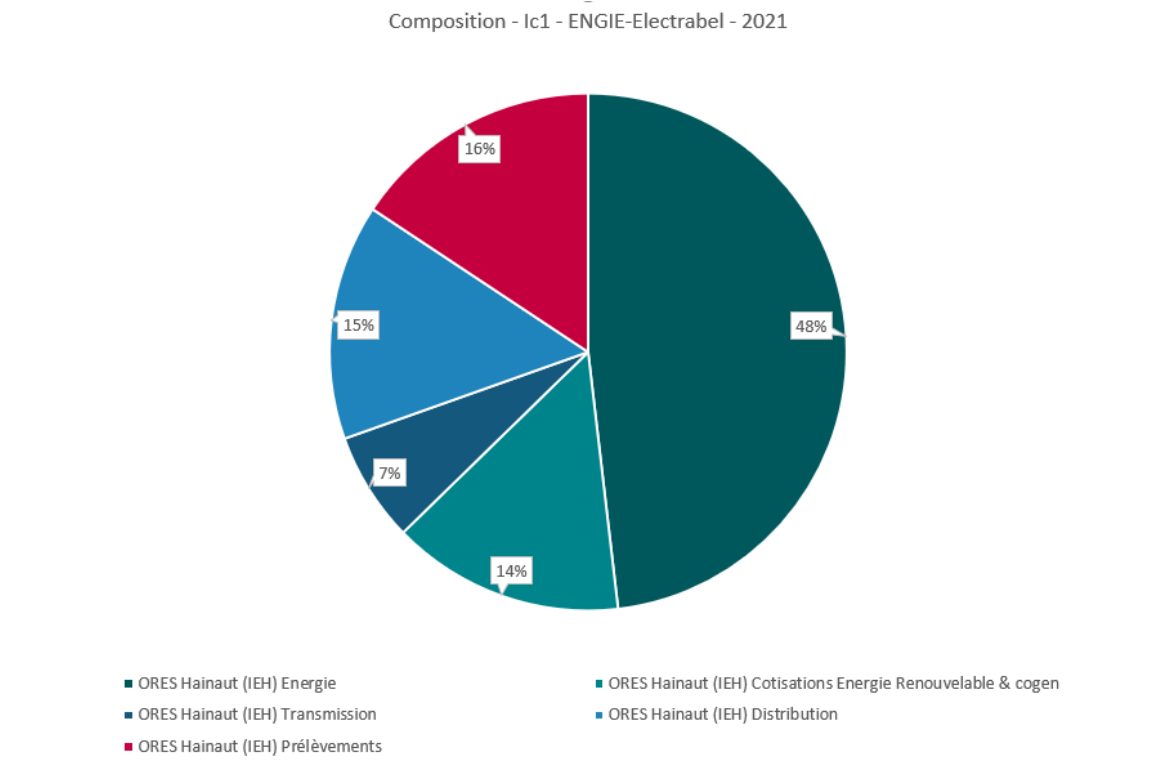
Graphique 6 : Composition proportionnelle du prix total, Ic1, Gaselwest (GSW) – Engie-Electrabel



Graphique 7 : Composition proportionnelle du prix total, Ic1, Sibelga (SBG) – Engie-Electrabel



Graphique 8 : Composition proportionnelle du prix total, Ic1, Ores Hainaut Électricité (IEH) – Engie-Electrabel

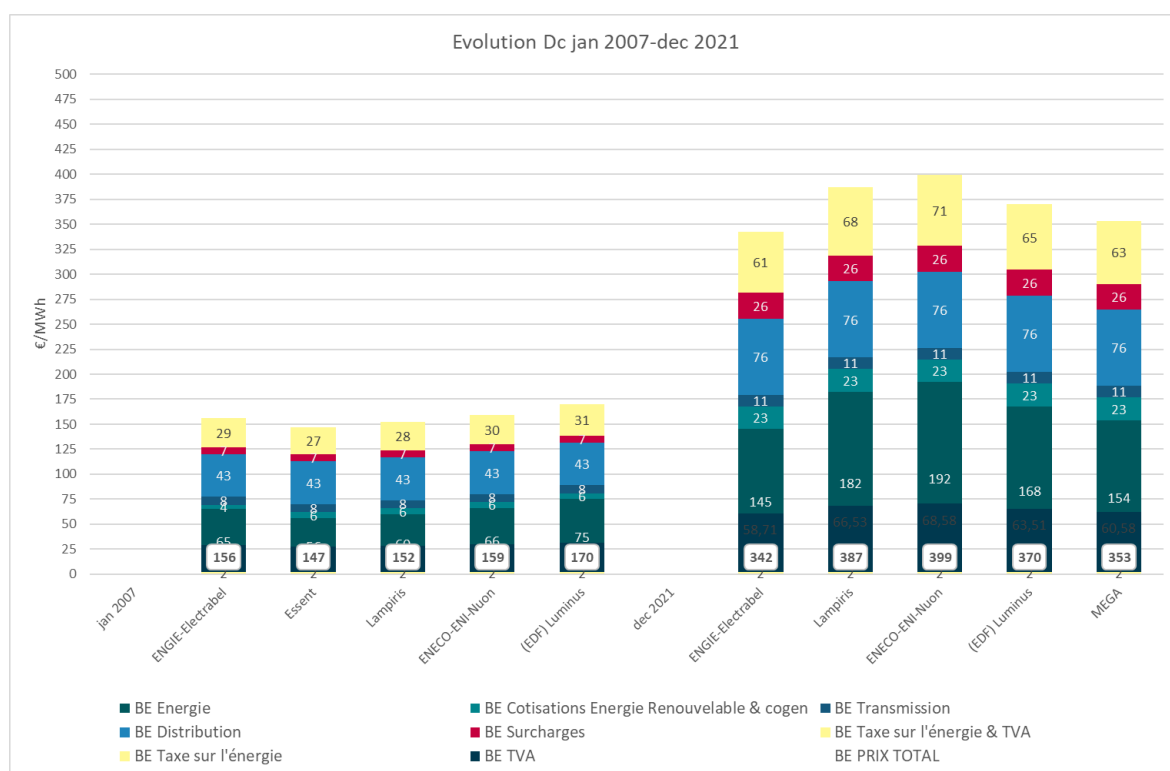


3.1.1. Clients résidentiels – Client-type Dc 2v

15. Entre 2007 et 2021, le prix total moyen a augmenté de 83,71 % pour un client-type Dc 2v. Entre 2020 et 2021, le prix total moyen pour tous les fournisseurs a augmenté de 46,26 €/MWh, c'est-à-dire de 18,15 %. L'évolution diffère par région et par fournisseur.

Le graphique ci-dessous illustre le prix total moyen par fournisseur pour janvier 2007 et décembre 2021 pour un client-type Dc 2v.

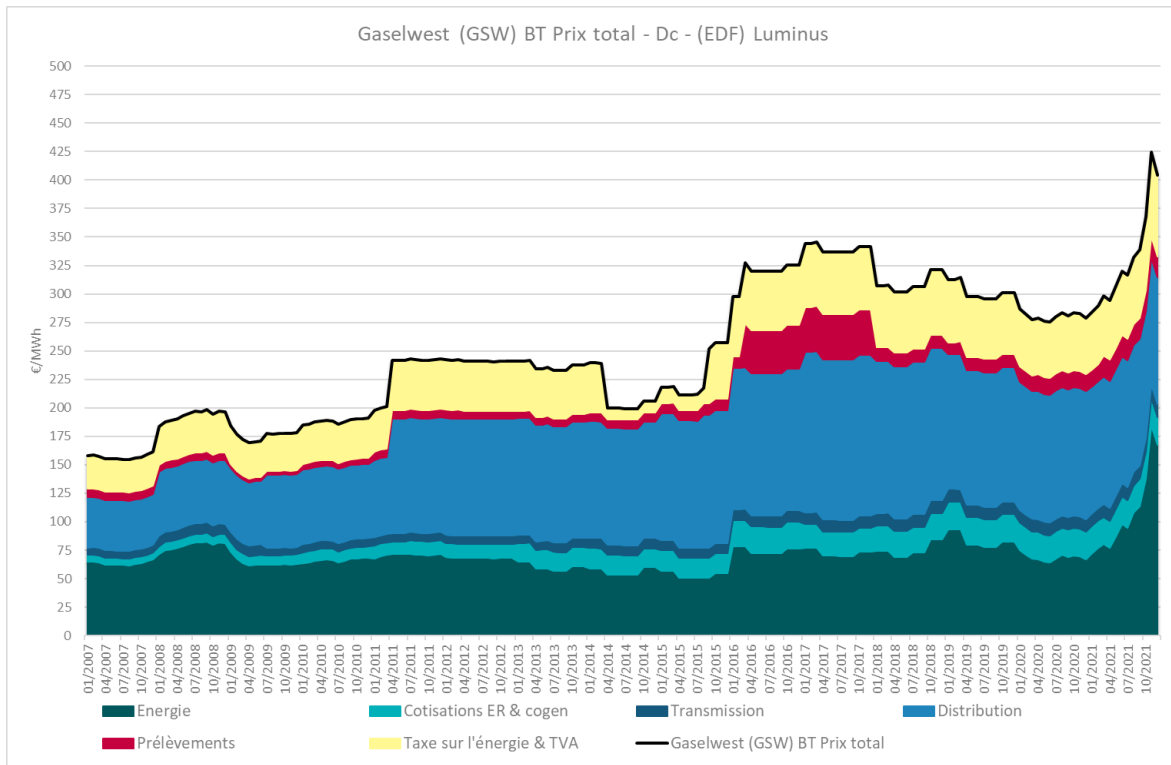
Graphique 9 : Prix total moyen par fournisseur, Dc 2v, janvier 2007 – décembre 2021



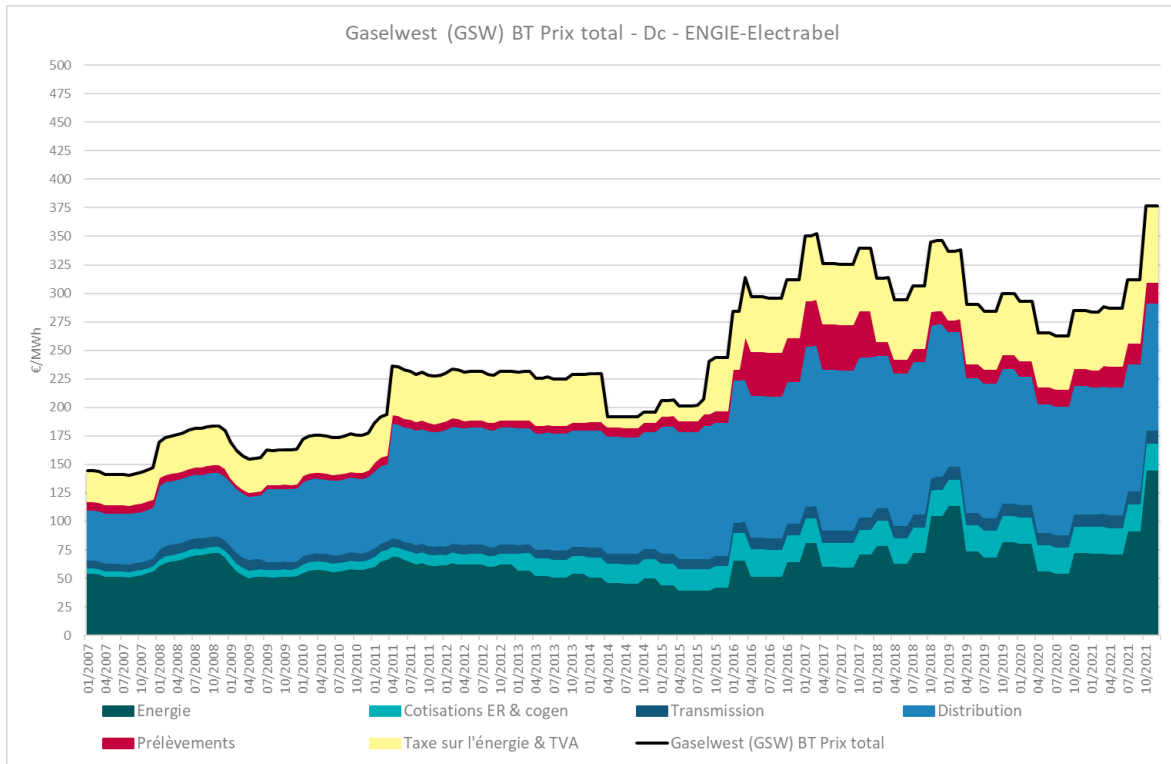
16. Les graphiques 10 à 14¹¹ rendent compte de l'évolution, en € par MWh, des 6 composantes pour un client-type Dc 2v.

¹¹ Afin de limiter le nombre de graphiques dans le texte, les figures d'un client-type Dc 2v sont celles du gestionnaire de réseau de distribution Gaselwest. Les différences entre les régions seront détaillées au moment d'évoquer les composantes individuelles plus loin dans le texte!

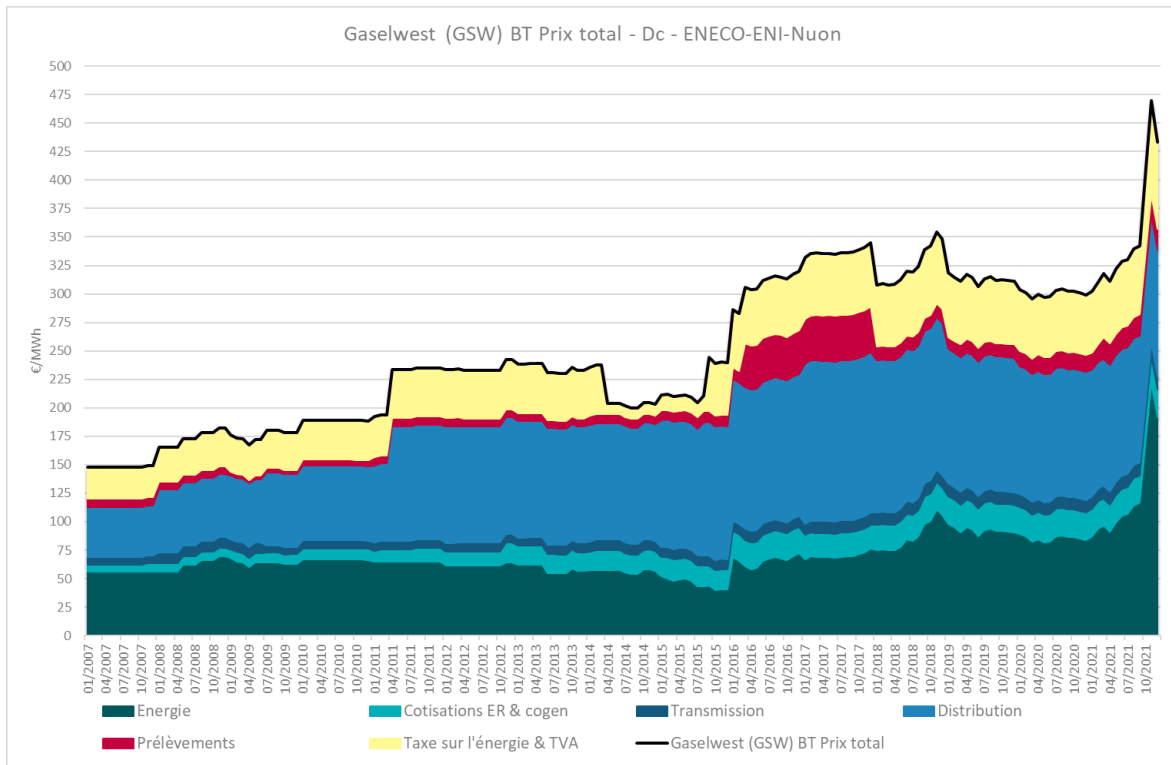
Graphique 10 : Evolution des 6 principales composantes du prix total, Dc 2v, Gaselwest – (EDF) Luminus



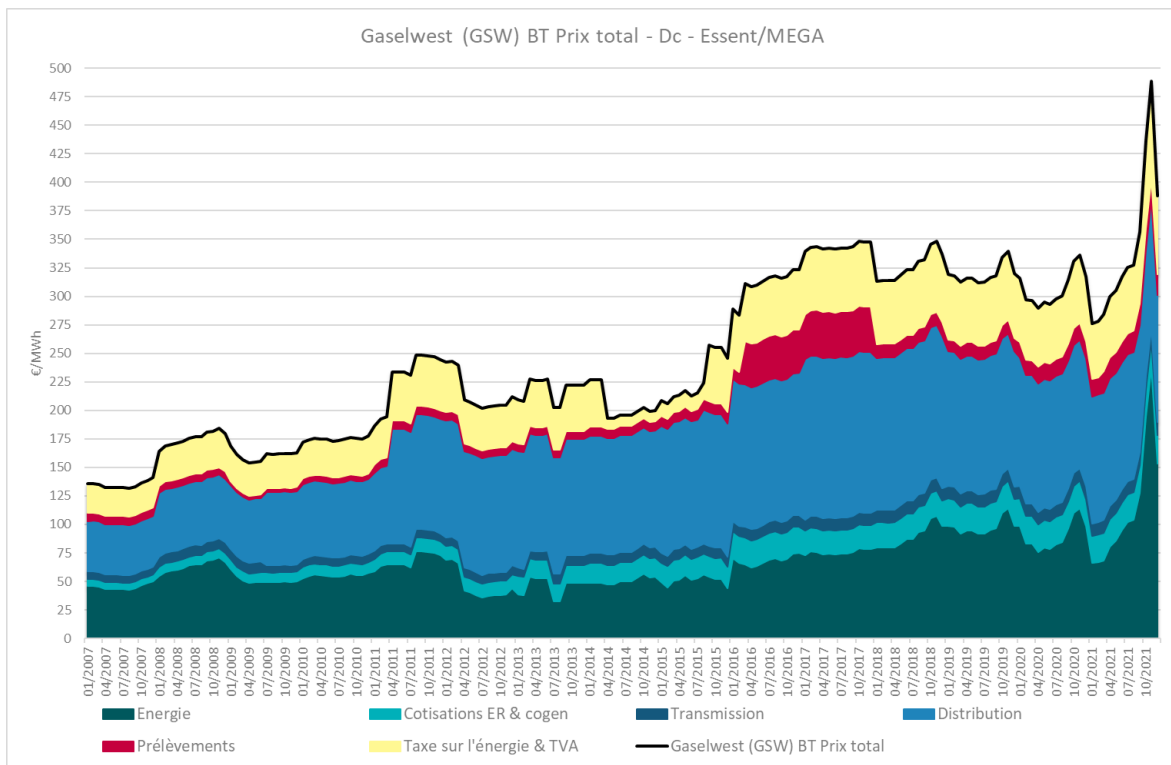
Graphique 11 : Evolution des 6 principales composantes du prix total, Dc 2v, Gaselwest – Engie-Electrabel



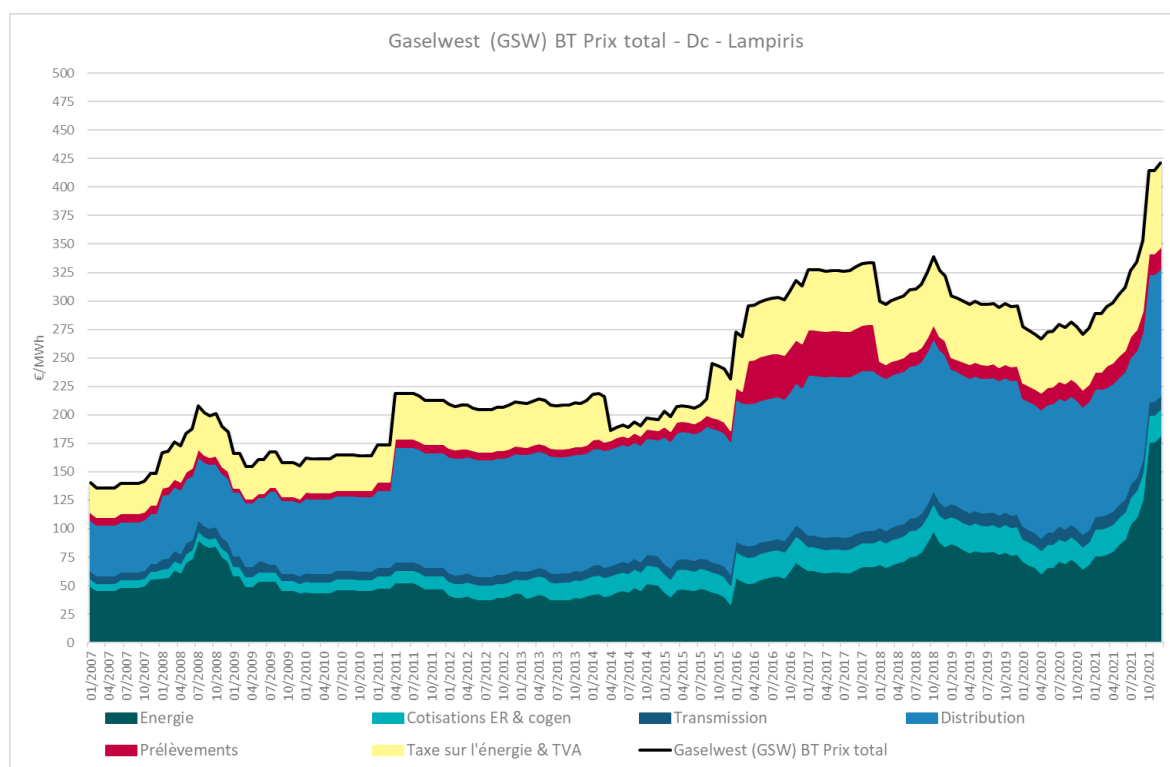
Graphique 12 : Evolution des 6 principales composantes du prix total, Dc 2v, Gaselwest – Eneco-Eni-Nuon



Graphique 13 : Evolution des 6 principales composantes du prix total, Dc 2v, Gaselwest – Essent/Mega



Graphique 14 : Evolution des 6 principales composantes du prix total, Dc 2v, Gaselwest – Lampiris



17. Le prix total suit *grosso modo* une évolution similaire chez tous les fournisseurs.

En 2007, la CREG observe un niveau de prix légèrement à la baisse ou stable, suivi d'une forte hausse en 2008. Fin 2008, début 2009, ce prix final baisse à nouveau mais reste au-dessus du niveau de 2007 chez tous les fournisseurs. Ensuite, ce prix final augmente constamment jusqu'à début 2011 avant de connaître (après une nouvelle hausse prononcée début 2011) une évolution relativement stable à très légèrement baissière jusque début 2014 ; seule l'évolution d'Essent est plus volatile durant cette période, passant successivement d'une forte baisse début 2012 à une forte hausse en 2013, suivie d'une nouvelle inflexion courant 2013.

Vers avril 2014, le prix total diminue fortement chez tous les fournisseurs en raison de la baisse de la TVA pour les clients résidentiels (de 21 % à 6 %). Ensuite, ce prix connaît une évolution à la hausse faible à légèrement plus prononcée pendant le restant de l'année 2014 et début 2015. Au second semestre de 2015, on constate une forte hausse, résultant notamment de la suppression anticipée de la baisse de la TVA à 6 %, ainsi que de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution. La suppression des 100 kWh gratuits en Flandre début 2016 explique les trajectoires différentes du prix total, d'une part en Flandre et d'autre part en Wallonie et à Bruxelles. De ce fait, le prix total en Flandre est en nette hausse début 2016.

Par ailleurs, nous constatons que les fournisseurs proposant un produit à formule de prix variable ont vu leurs prix rester relativement stables au 1^{er} trimestre 2016 avant de diminuer au 2^e trimestre pour ne remonter qu'au 4^e trimestre. Les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix fixe » ont vu leurs prix diminuer légèrement début 2016, pour ensuite repartir progressivement à la hausse au cours de l'année, avec un léger recul intermédiaire en septembre 2016. En 2017, on observe que les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix variable » font preuve d'une relative stabilité au 1^{er} trimestre, avant de diminuer en prix au 2^e trimestre pour ne remonter qu'au 4^e trimestre. Les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix fixe » connaissent une évolution plutôt stable tout au long de l'exercice, avec une légère augmentation en fin d'année.

Par rapport à 2017, on observe une baisse du prix total, qui résulte d'une baisse des prélèvements (voir ci-dessous au point 3.6.2.2 Prélèvements régionaux concernant l'annulation par la Cour constitutionnelle du décret instituant le prélèvement Energie flamand). Début 2018, le prix total est resté relativement stable ou a légèrement baissé. A partir du second semestre 2018, on constate une augmentation, très forte pour la plupart des produits, surtout à partir du quatrième trimestre. Cette dernière peut s'expliquer par plusieurs facteurs : la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO₂, la situation incertaine de la production nucléaire,... Pour les produits à « formule de prix fixe », on observe une nouvelle baisse fin 2018, à l'instar des prix sur les marchés de gros. Le premier et, dans une moindre mesure, le deuxième trimestre de 2019 ont encore été (fortement) sous pression en raison des prix élevés sur les marchés de gros (de fin septembre 2018 au quatrième trimestre de cette année-là). En 2019, les produits fixes ont également eu besoin d'un peu plus de temps pour revenir à des niveaux « normaux ».

Début 2020, les prix de l'électricité se situent à un niveau que nous pouvons qualifier de normal. La pandémie de coronavirus et la période de confinement qui s'en est suivie ont entraîné une baisse significative de l'activité (économique) et ont fait considérablement baisser les prix de l'électricité. Les premiers assouplissements des mesures de confinement à partir de la fin avril ont été annonciateurs d'une reprise progressive de l'activité économique et d'un redressement de la demande d'électricité au troisième et au quatrième trimestre, ce qui se reflète dans les prix.

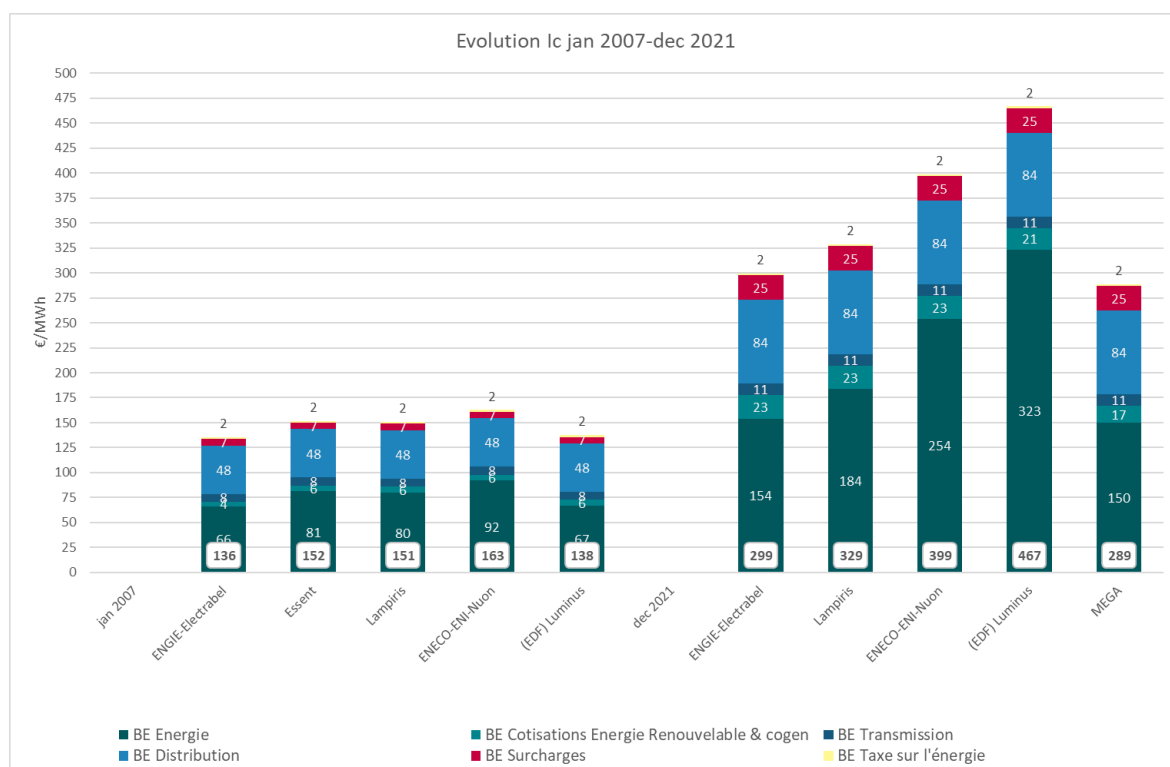
La remontée des prix de l'électricité sur les marchés de gros au troisième trimestre de 2020 se poursuit au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021. Comme pour le gaz naturel, on observe également, dans le cas de l'électricité, des hausses de prix structurelles à compter du deuxième trimestre, qui deviennent particulièrement notables au troisième et au quatrième trimestres de 2021. Ce sont principalement les hausses de prix du gaz naturel et du charbon qui expliquent cette augmentation des prix, et dans une moindre mesure, la hausse du prix par tonne de CO₂. Le prix du CO₂ continue toutefois de croître et est appelé à rester un facteur structurel de la hausse des prix de l'électricité à moyen terme.

3.1.2. Clients professionnels – client-type Ic

18. Entre 2007 et 2021, le prix total moyen a augmenté de 68,41 % pour un client-type Ic. Entre 2020 et 2021, le prix total moyen pour tous les fournisseurs a augmenté de 51,97 €/MWh, c'est-à-dire de 25,74 %. Cette évolution diffère par région et par fournisseur.

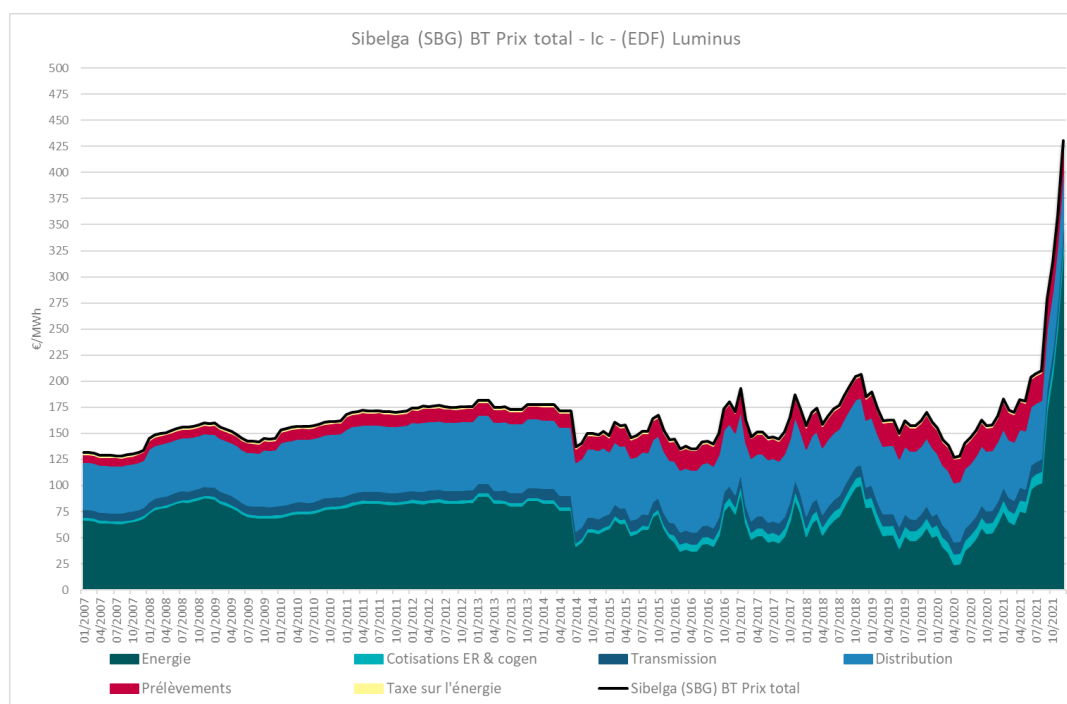
Le graphique ci-dessous illustre le prix total moyen par fournisseur pour janvier 2007 et décembre 2021 pour un client-type Ic.

Graphique 15: Prix total moyen par fournisseur, Ic, janvier 2007 – décembre 2021



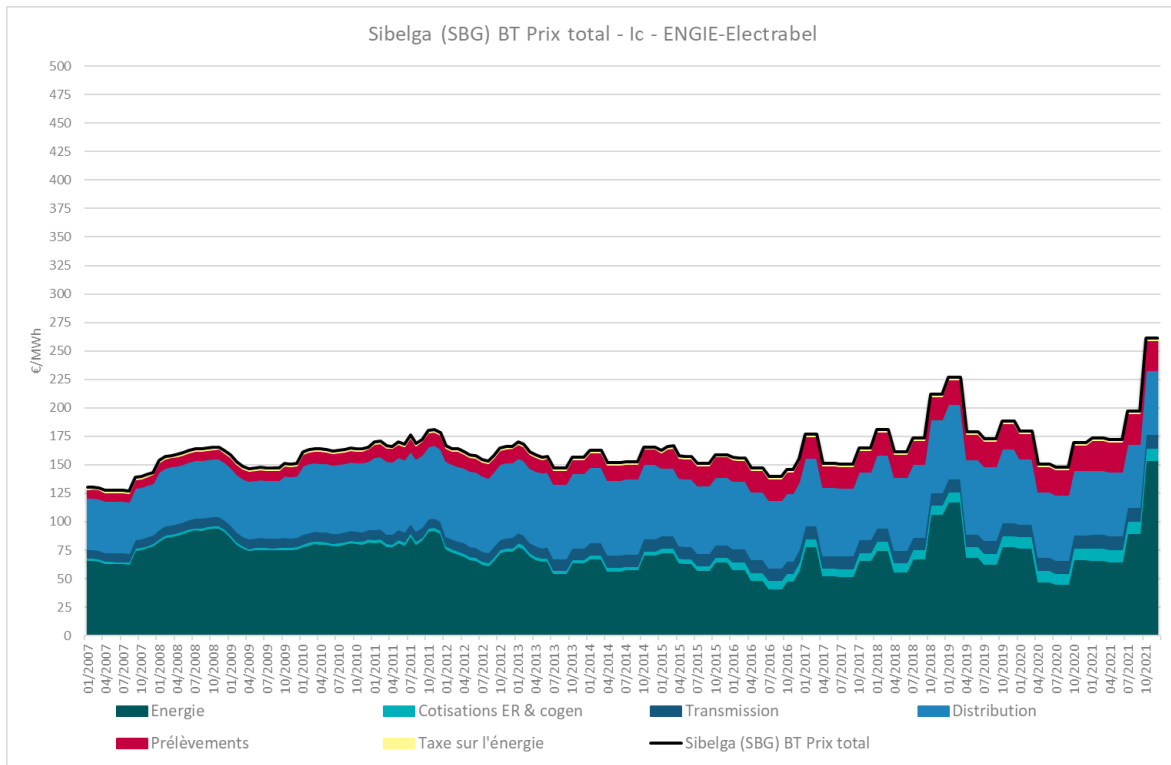
19. Les graphiques 16 à 20¹² rendent compte de l'évolution, en € par MWh, des 6 composantes pour un client-type Ic.

Graphique 16: Evolution des 6 principales composantes du prix total, Ic, Sibelga – (EDF) Luminus

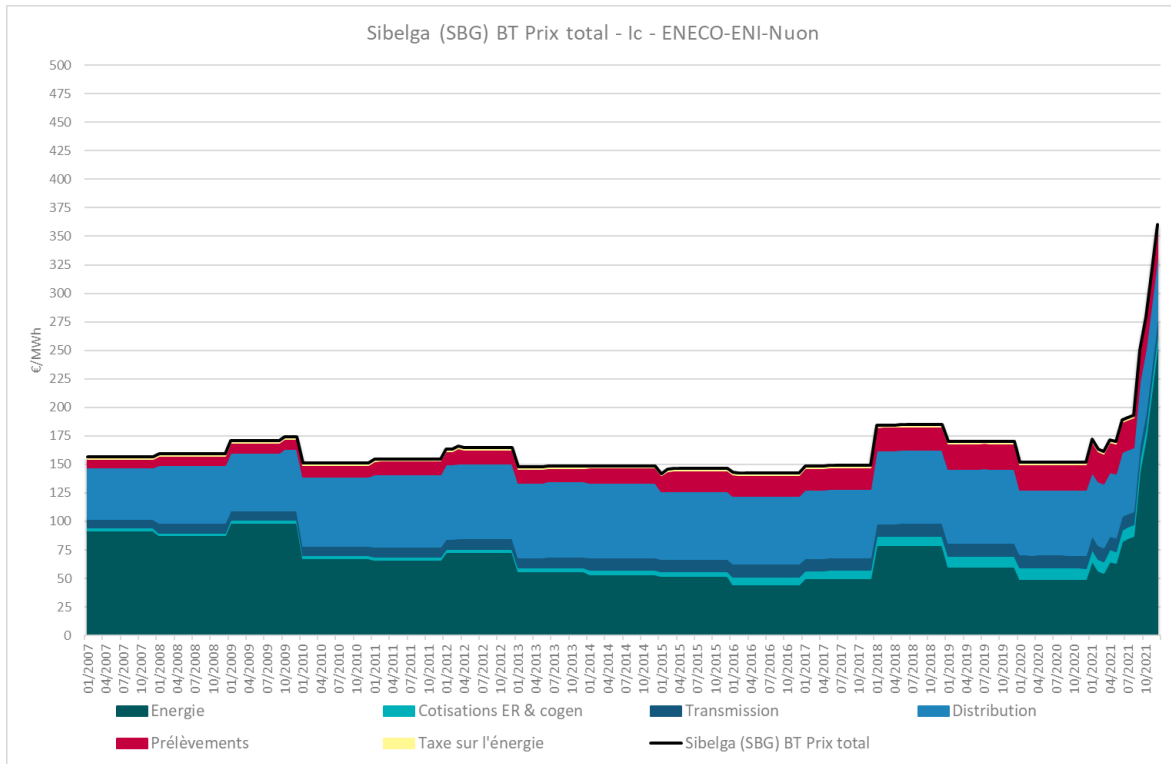


¹² Afin de limiter le nombre de graphiques dans le texte, les figures d'un client-type Ic sont celles du gestionnaire de réseau de distribution Sibelga. Les différences entre les régions seront détaillées au moment d'évoquer les composantes individuelles plus loin dans le texte!

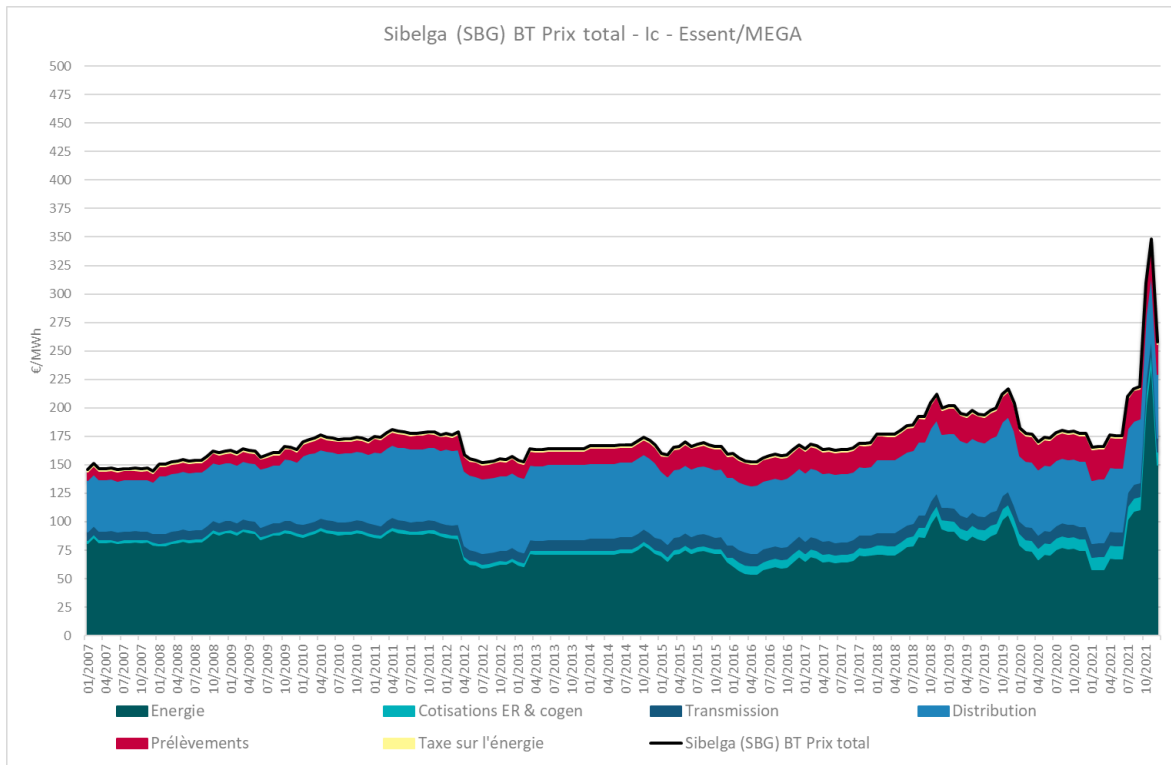
Graphique 17: Evolution des 6 principales composantes du prix total, Ic, Sibelga – Engie-Electrabel



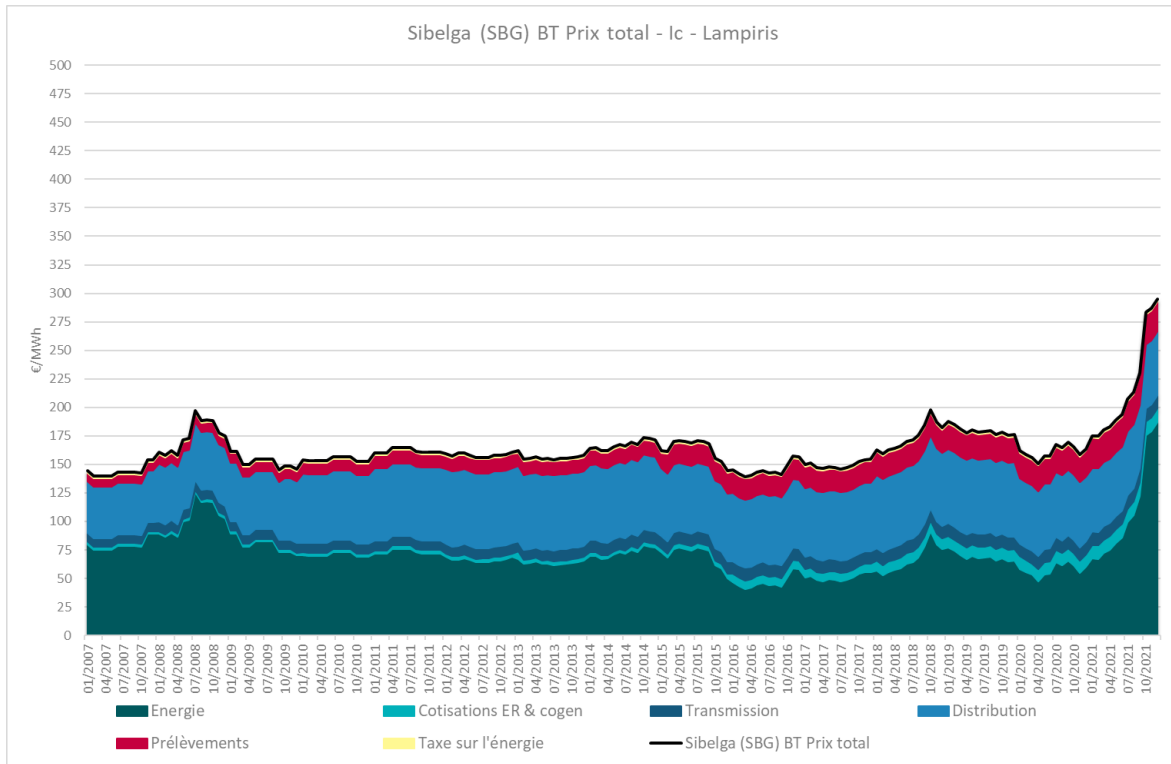
Graphique 18: Evolution des 6 principales composantes du prix total, Ic, Sibelga – Eneco-Eni-Nuon



Graphique 19: Evolution des 6 principales composantes du prix total, Ic, Sibelga – Essent/Mega



Graphique 20: Evolution des 6 principales composantes du prix total, Ic, Sibelga – Lampiris



20. Le prix total suit *grosso modo* une évolution similaire chez la plupart des fournisseurs.

En 2007, la CREG observe un niveau de prix légèrement à la baisse ou stable, suivi d'une forte hausse en 2008. Fin 2008, début 2009, ce prix final a de nouveau baissé, mais est resté bien au-dessus du niveau de 2007 ; cette baisse ne concerne pas Essent ni Eneco-Eni-Nuon pendant cette période. Chez Essent, on constate néanmoins depuis 2007 une augmentation constante du prix final, alors que l'évolution chez Eneco-Eni-Nuon ne présente une baisse du prix final que début 2010. Ensuite, ce prix final augmente progressivement jusque début 2011, presque tous les fournisseurs présentant une forte hausse début 2011. A compter de cette période, on remarque également une évolution de ce prix final différente selon le fournisseur.

Chez (EDF) Luminus, on observe à compter de 2012 un niveau de prix relativement stable à légèrement en hausse jusqu'à la mi-2014, où le prix final devient plus volatile et remonte, après une forte baisse mi-2014, jusqu'à la fin de l'année puis baisse au premier trimestre de 2015 pour remonter pendant les deux trimestres suivants et baisser à nouveau au dernier trimestre. En 2016, on observe de faibles fluctuations jusqu'à août inclus, suivies d'une forte augmentation jusqu'à novembre inclus, puis d'une légère diminution au dernier mois de l'année. A partir de 2012, l'évolution annuelle d'Engie-Electrabel est comparable, avec une faible diminution au début de l'année avant un rebond en fin d'année, ce qui se traduit sur l'ensemble de la période par une légère hausse du prix. Chez Eneco-Eni-Nuon, le prix final est stable à légèrement haussier en 2012 et, après une baisse début 2013, augmente constamment. Chez Essent, on note début 2012 une forte diminution du prix final, qui connaîtra ensuite une hausse constante. L'évolution de Lampiris est plutôt stable à légèrement haussière de 2012 à mi-2015, où le prix chute avant de remonter progressivement à compter de début 2016.

En 2017, on observe que les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix variable » font preuve de stabilité au 1^{er} trimestre, avant de diminuer en prix au 2^e trimestre pour ne remonter qu'au 4^e trimestre. Les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix fixe » connaissent une évolution plutôt stable tout au long de l'exercice.

Début 2018, le prix total est resté relativement stable ou a légèrement baissé, sauf pour Eneco-Eni-Nuon où une hausse peut être observée début 2018. A partir du second semestre 2018, on constate une augmentation, très forte pour la plupart des produits, surtout à partir du quatrième trimestre. Cette dernière peut s'expliquer par plusieurs facteurs : la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros, en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO₂, la situation incertaine de la production nucléaire,... Pour les produits à « formule de prix fixe », on observe une nouvelle baisse fin 2018, entraînée par les prix sur les marchés de gros. Le premier et, dans une moindre mesure, le deuxième trimestre de 2019 ont encore été (fortement) sous pression en raison des prix élevés sur les marchés de gros (de fin septembre 2018 au quatrième trimestre de cette année-là). En 2019, les produits fixes ont également eu besoin d'un peu plus de temps pour revenir à des niveaux « normaux ».

Début 2020, les prix de l'électricité se situent à un niveau que nous pouvons qualifier de normal. La pandémie de coronavirus et la période de confinement qui s'en est suivie ont entraîné une baisse significative de l'activité (économique) et ont fait considérablement baisser les prix de l'électricité. Les premiers assouplissements des mesures de confinement à partir de la fin avril ont été annonciateurs d'une reprise progressive de l'activité économique et d'un redressement de la demande d'électricité au troisième et au quatrième trimestre, ce qui se reflète dans les prix.

La remontée des prix de l'électricité sur les marchés de gros au troisième trimestre de 2020 se poursuit au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021. Comme pour le gaz naturel, on observe également, dans le cas de l'électricité, des hausses de prix structurelles à compter du deuxième trimestre, qui deviennent particulièrement notables au troisième et au quatrième trimestres de 2021. Ce sont principalement les hausses de prix du gaz naturel et du charbon qui expliquent cette augmentation des prix, et dans une moindre mesure, la hausse du prix par tonne de CO₂. Le prix du

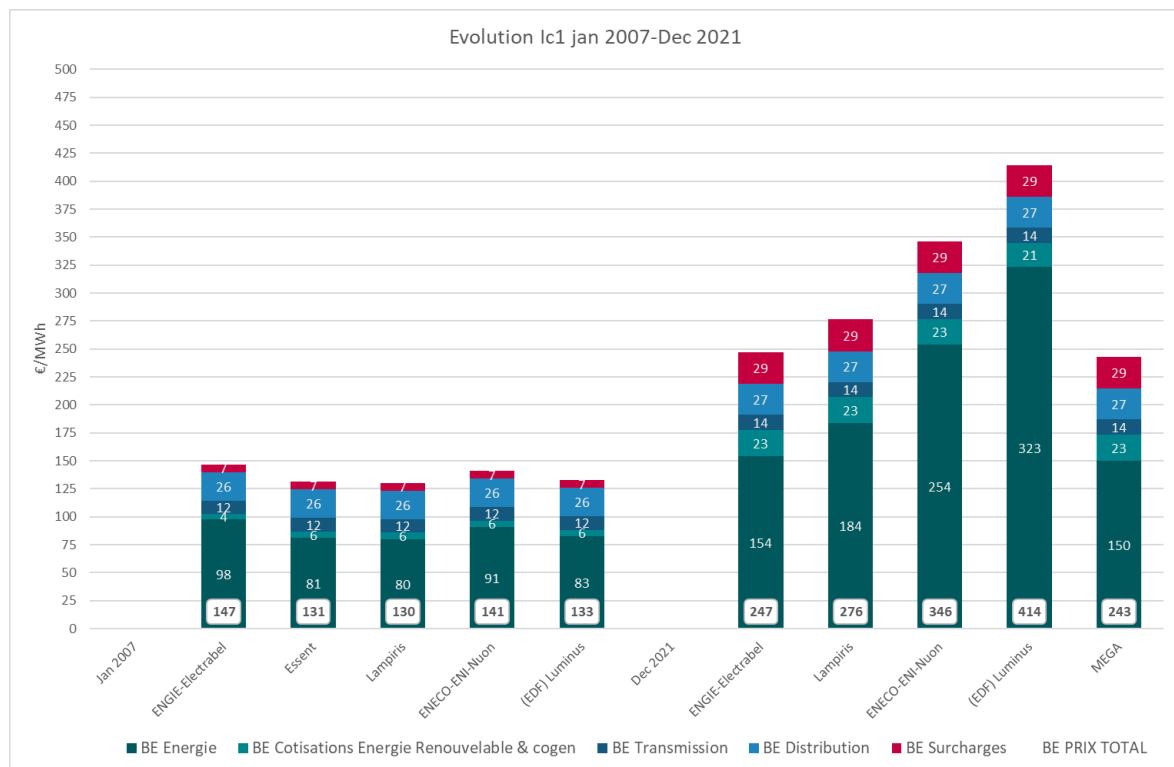
CO₂ continue toutefois de croître et est appelé à rester un facteur structurel de la hausse des prix de l'électricité à moyen terme.

3.1.3. Clients professionnels – client-type Ic1

21. Entre 2007 et 2021, le prix total moyen a augmenté de 53,96 % pour un client-type Ic1. Entre 2020 et 2021, le prix total moyen pour tous les fournisseurs a augmenté de € 54,04/MWh, c'est-à-dire de 36,26 %. Cette évolution diffère par région et par fournisseur.

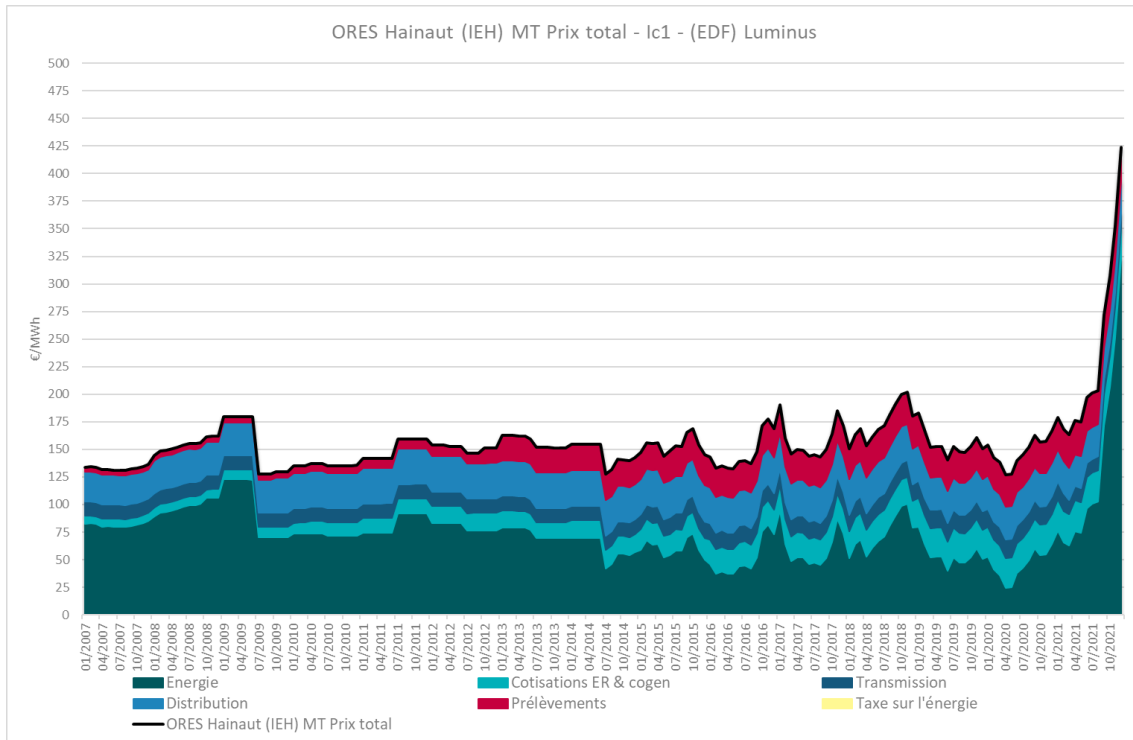
Le graphique ci-dessous illustre le prix total moyen par fournisseur en janvier 2007 et décembre 2021 pour un client-type Ic1.

Graphique 21: Prix total moyen par fournisseur, Ic1, janvier 2007 – décembre 2021

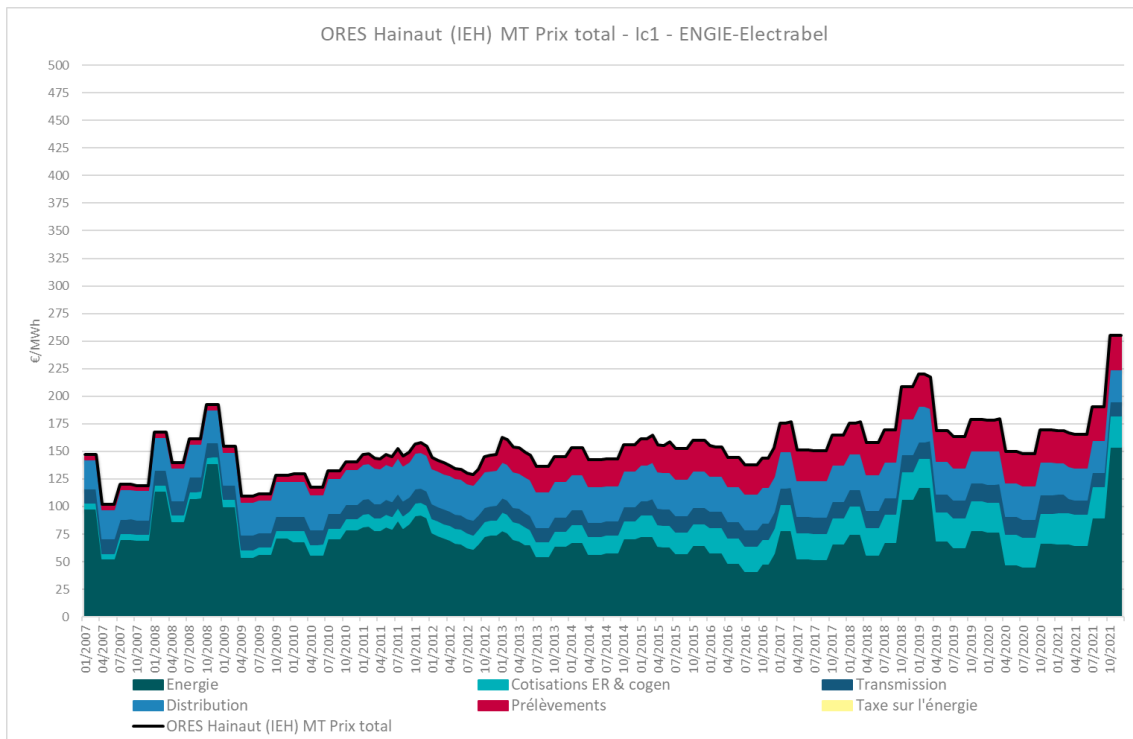


22. Les graphiques 22 à 26¹³ rendent compte de l'évolution, en € par MWh, des six composantes pour un client-type Ic1.

Graphique 22: Evolution des 6 principales composantes du prix total, Ic1, Ores Hainaut Électricité – (EDF) Luminus

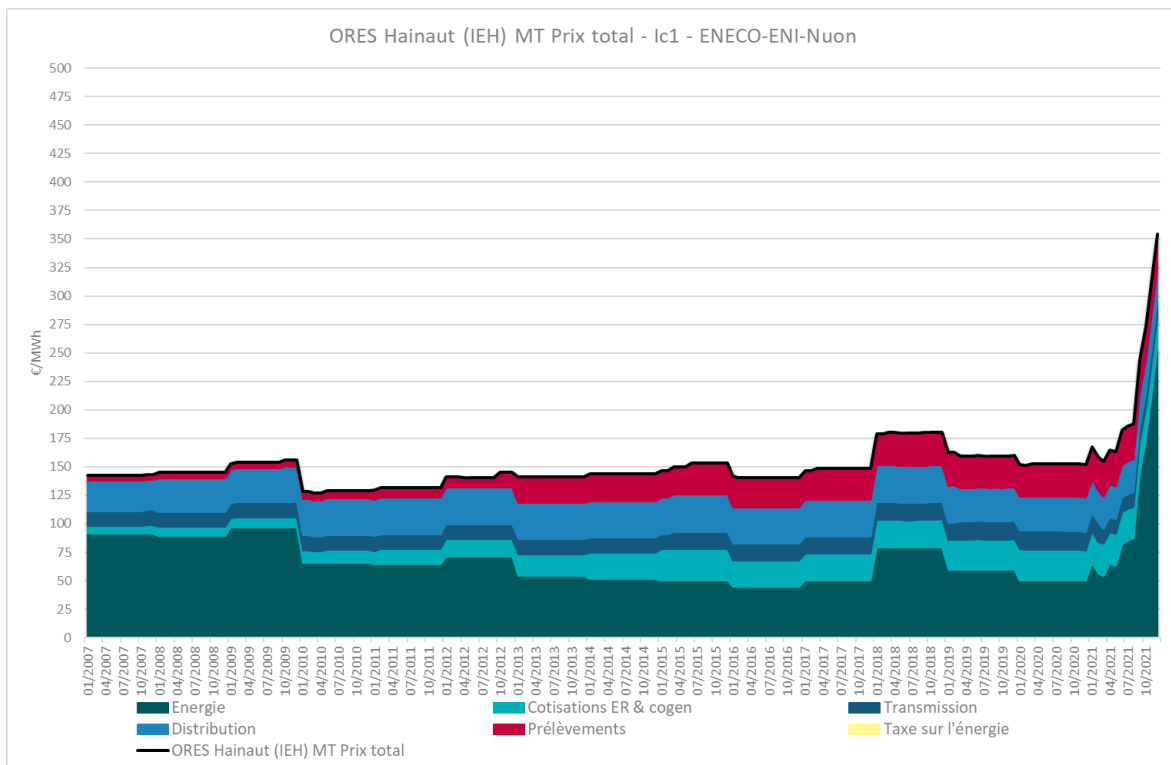


Graphique 23: Evolution des 6 principales composantes du prix total, Ic1, Ores Hainaut Électricité – Engie-Electrabel

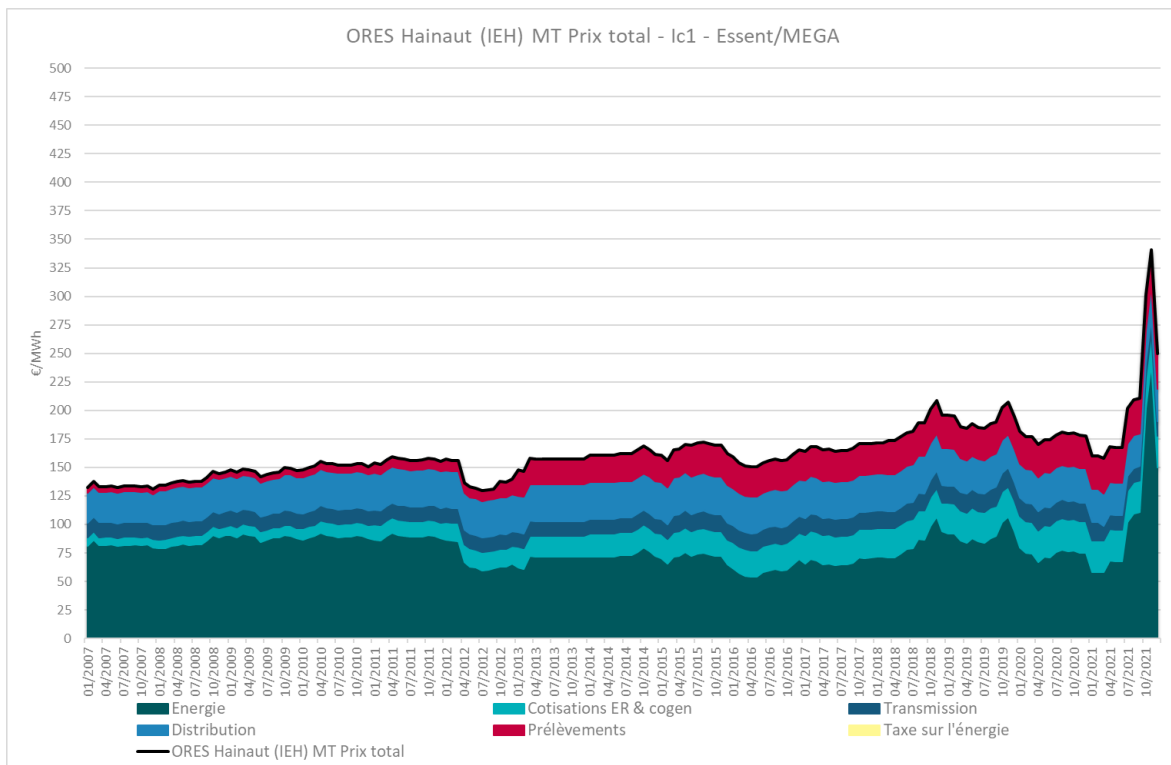


¹³ Afin de limiter le nombre de graphiques dans le texte, les figures d'un client-type Ic1 sont celles du gestionnaire de réseau de distribution Ores Hainaut Électricité. Les différences entre les régions seront détaillées au moment d'évoquer les composantes individuelles plus loin dans le texte.

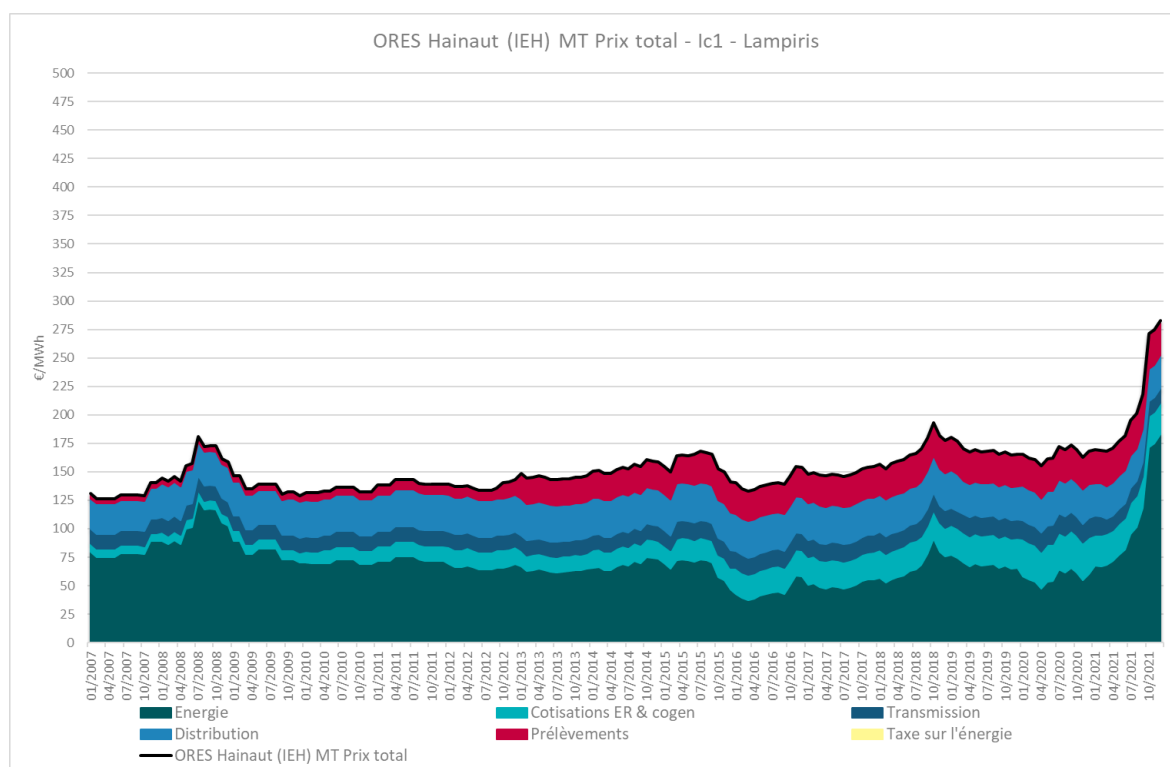
Graphique 24: Evolution des 6 principales composantes du prix total, Ic1, Ores Hainaut Électricité – Eneco-Eni-Nuon



Graphique 25: Evolution des 6 principales composantes du prix total, Ic1, Ores Hainaut Électricité – Essent/Mega



Graphique 26: Evolution des 6 principales composantes du prix total, Ic1, Ores Hainaut Électricité – Lampiris



23. Dans la période de 2007 à début 2010, l'évolution du prix total varie peu entre les différents gestionnaires de réseau de distribution. A compter de 2010, on remarque que cet écart entre les différents gestionnaires de réseau de distribution s'accroît systématiquement.

Chez (EDF) Luminus, la CREG observe en 2007 un niveau de prix légèrement à la baisse ou stable, suivi d'une forte hausse en 2008 et d'une forte baisse au premier semestre de 2009. Ensuite, ce prix final augmente constamment jusqu'à la mi-2011, après quoi il diminue à nouveau progressivement jusqu'à la mi-2014. Par la suite, le prix final devient plus volatil et, après une forte baisse à la mi-2014, il remonte jusqu'à la fin 2014. Au premier trimestre de 2015, le prix final diminue pour remonter durant les 2 trimestres suivants et baisser au dernier trimestre. En 2016, on observe de faibles fluctuations jusqu'à août inclus, suivies d'une forte augmentation jusqu'à novembre inclus, puis d'une légère diminution au dernier mois de l'année. Chez Engie-Electrabel, l'évolution durant la période de 2007 à mi-2009 est très volatile avec de fortes baisses et de fortes hausses. A compter de la mi-2009, on observe une hausse progressive jusque début 2012, après quoi l'évolution du niveau de prix suit le schéma suivant : une faible baisse au début de l'année pour ensuite remonter en fin d'année, ce qui se traduit par un niveau relativement stable sur toute la période. Chez Eneco-Eni-Nuon, le prix est quasiment stable jusque début 2010. Début 2010, on note une forte baisse, suivie d'une légère hausse jusque début 2013, où une forte baisse est à nouveau observée. Ensuite, le prix est quasiment stable ou en très légère augmentation. Chez Essent, on remarque à compter de début 2007 une hausse constante du prix final jusque début 2012. Début 2012, le prix dégringole avant d'augmenter à nouveau progressivement. Chez Lampiris, on observe en 2007 un niveau de prix légèrement à la baisse ou stable, suivi d'une forte hausse amorcée en 2008, puis d'une forte baisse à la fin 2008 et au premier semestre de 2009. Ensuite, le prix final augmente très lentement jusqu'à la mi-2015, où il chute avant de remonter progressivement à compter de début 2016.

En 2017, la CREG observe que les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix variable » font preuve de stabilité au 1^{er} trimestre, avant de diminuer en prix au 2^e trimestre pour ne remonter qu'au 4^e trimestre. Les fournisseurs proposant un produit à « formule de prix fixe » connaissent une évolution plutôt stable tout au long de l'exercice.

Début 2018, le prix total est resté relativement stable ou a légèrement baissé, sauf pour Eneco-Eni-Nuon où une hausse peut être observée début 2018. A partir du second semestre 2018, on constate une augmentation, très forte pour la plupart des produits, surtout à partir du quatrième trimestre. Cette dernière peut s'expliquer par plusieurs facteurs : la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO₂, la situation incertaine de la production nucléaire,... Pour les produits à « formule de prix fixe », on observe une nouvelle baisse fin 2018, entraînée par les prix sur les marchés de gros. En 2019, après la hausse observée au cours de la deuxième moitié de 2018, les prix ont à nouveau baissé et suivi l'évolution des marchés de gros.

Début 2020, les prix de l'électricité se situent à un niveau que nous pouvons qualifier de normal. La pandémie de coronavirus et la période de confinement qui s'en est suivie ont entraîné une baisse significative de l'activité (économique) et ont fait considérablement baisser les prix de l'électricité. Les premiers assouplissements des mesures de confinement à partir de la fin avril ont été annonciateurs d'une reprise progressive de l'activité économique et d'un redressement de la demande d'électricité au troisième et au quatrième trimestre, ce qui se reflète dans les prix.

La remontée des prix de l'électricité sur les marchés de gros au troisième trimestre de 2020 se poursuit au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021. Comme pour le gaz naturel, on observe également, dans le cas de l'électricité, des hausses de prix structurelles à compter du deuxième trimestre, qui deviennent particulièrement notables au troisième et au quatrième trimestres de 2021. Ce sont principalement les hausses de prix du gaz naturel et du charbon qui expliquent cette augmentation des prix, et dans une moindre mesure, la hausse du prix par tonne de CO₂. Le prix du CO₂ continue toutefois de croître et est appelé à rester un facteur structurel de la hausse des prix de l'électricité à moyen terme.

3.2. ENERGIE

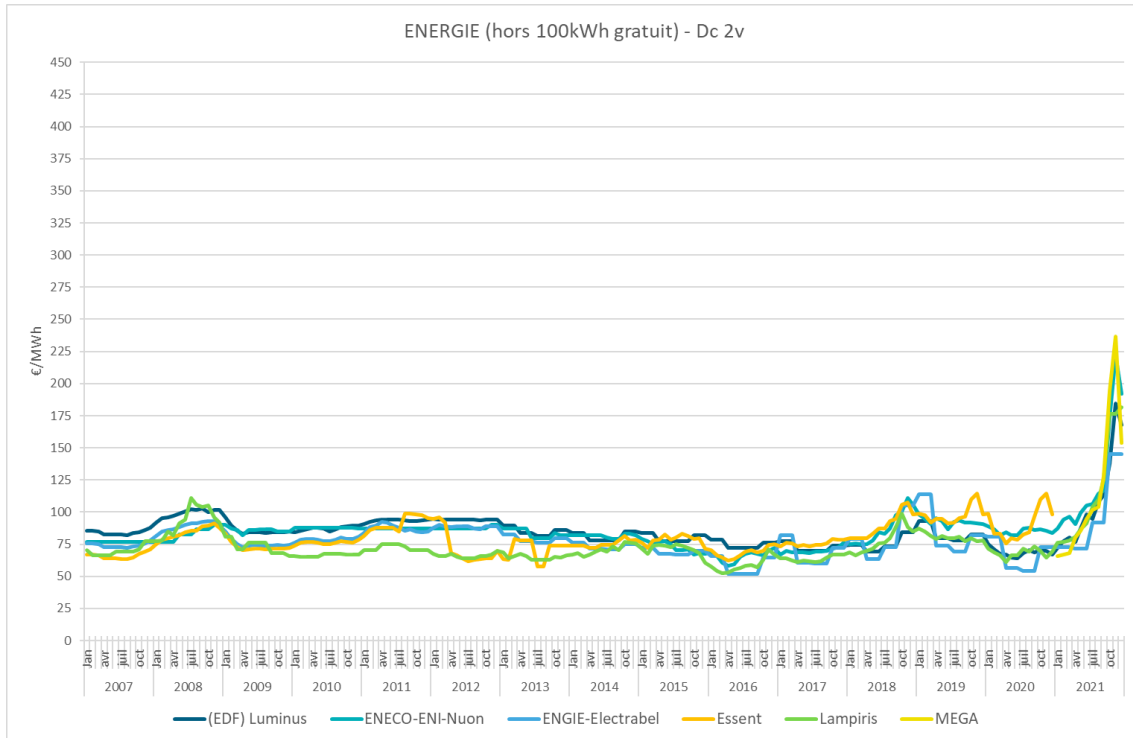
24. Il s'agit du prix de l'énergie, hors cotisations pour l'énergie renouvelable et la cogénération, taxe sur l'énergie et TVA. A la demande de la CREG, (EDF) Luminus, Engie-Electrabel, Eneco-Eni-Nuon, Essent/Mega et Lampiris ont transmis leurs fiches tarifaires. Le tableau suivant donne un aperçu des tarifs utilisés par fournisseur et par client-type. Les calculs de prix des fournisseurs reposent sur des formules tarifaires mensuelles qui, en cas de produit à prix variable de l'énergie, sont indexées sur la base des paramètres d'indexation qui sont d'application pour le mois en cours.

Tarif par type de clients	Dc	Ic	Ic1
(EDF) Luminus	Luminus Actif / Actif+ / Comfy	Luminus Optimum Pro basse tension / Business budget flex 2 ans	Luminus Optimum Pro moyenne tension / Business budget flex 2 ans
ENGIE-Electrabel	Electrabel EnergyPlus / Easy indexé	Electrabel Expert basse tension / Direct / EazyBiz	Electrabel Expert moyenne tension / Direct / EazyBiz
ENECO-ENI-Nuon	Nuon Confort / Confort 3 ans / ENI relax 3 ans / Plus / Eneco Plus	Nuon basse tension / ENI basse tension / Eneco basse tension	Nuon moyenne tension / ENI moyenne tension / Eneco moyenne tension
MEGA-Essent	Essent vert variable / vert fixe 1 an / Easy fix / Easy variable	Essent fixe / vert fixe 1 an / Variable Pro	cfr Ic
Lampiris	Lampiris énergie vert / ZEN / Top	cfr Dc	cfr Dc

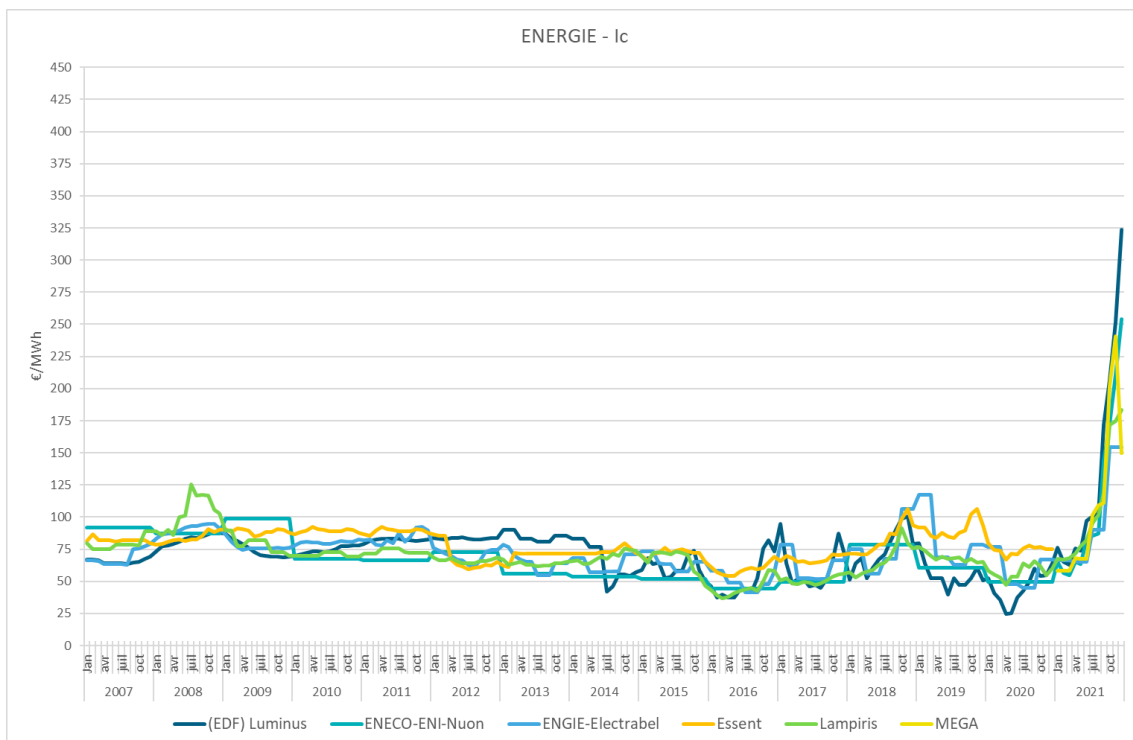
3.2.1. Représentation graphique de l'évolution

25. Les graphiques 27 à 29 montrent l'évolution du prix de l'énergie (sans tenir compte des kWh gratuits applicables en Flandre jusqu'en 2015 pour les clients résidentiels) (cf. le prix de l'énergie en Wallonie), en €/MWh, respectivement pour un client-type Dc 2v, Ic et Ic1.

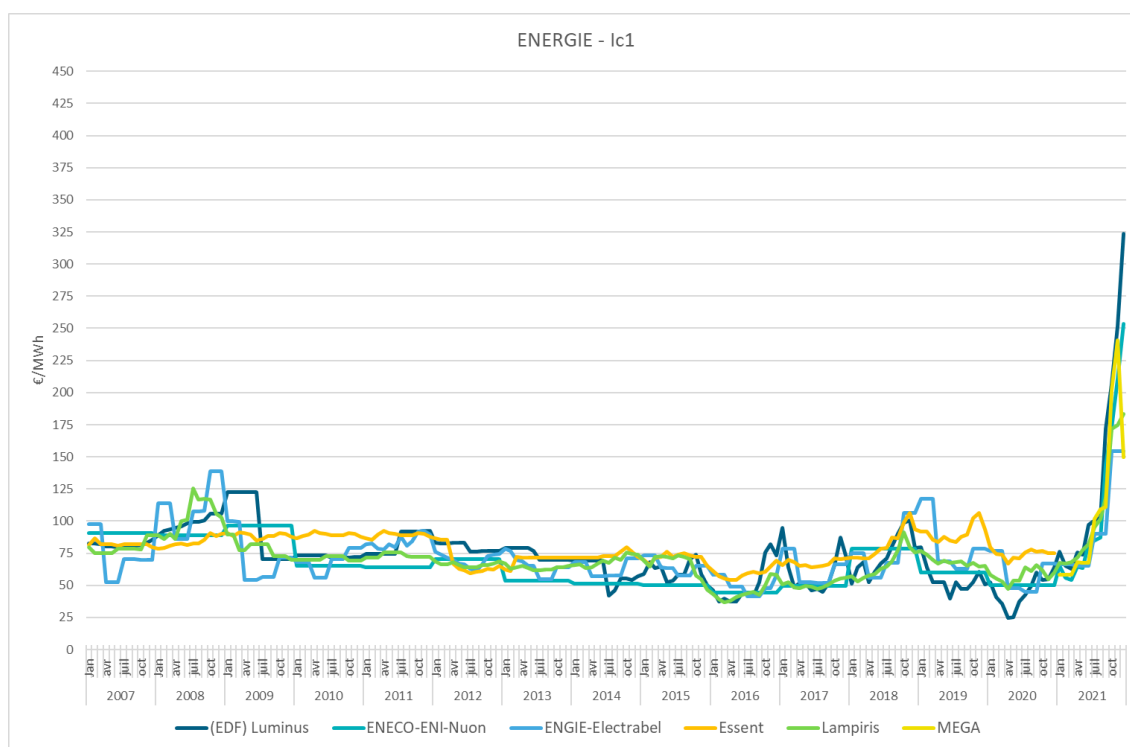
Graphique 27: Évolution du prix de l'énergie, Dc 2v



Graphique 28: Évolution du prix de l'énergie, Ic



Graphique 29: Évolution du prix de l'énergie, Ic1



3.2.2. Historique – clients résidentiels (Dc 2v)

26. S'agissant de la sélection du produit, il convient de tenir compte des évolutions historiques suivantes:

- pour (EDF) Luminus:
 - à partir de janvier 2013, Luminus Actif + est le produit de référence au lieu de Luminus Actif ;
 - à partir de janvier 2020, Luminus Comfy est désigné produit de référence ; Luminus Comfy est un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend pas d'un paramètre d'indexation;
- pour Engie-Electrabel:
 - depuis la mi-mai 2013, Engie-Electrabel n'offre plus le produit « EnergyPlus» pour le client-type Dc 2v. Celui-ci est remplacé par le produit « Easy Indexé 1 an » ;
- pour Eneco-Eni-Nuon:
 - le produit Nuon Comfort de mai 2007 a également été appliqué à la période de janvier-avril 2007;
 - à partir de janvier 2010, Nuon Comfort 3 ans devient le produit de référence au lieu de Nuon Comfort ;

- à partir du dernier trimestre de 2012, Eni Relax 3 ans est le produit de référence au lieu de Nuon Comfort 3 ans ; Eni Relax 3 ans est un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend pas d'un paramètre d'indexation;
 - à partir de juin 2016, Eni Plus devient le produit de référence ; Eni Plus est un produit à prix énergétique fixe donc sans un paramètre d'indexation ;
 - à partir de juin 2018, Eni a été acquise par Eneco et le nom du produit de référence a été adapté vers Eneco Plus; Eneco Plus est un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend pas d'un paramètre d'indexation ;
- pour Essent/Mega:
- à partir d'août 2011, Essent adopte un produit fixe (Essent Vert Fixe 1 an) comme produit de référence pour un client-type Dc 2v ;
 - Dans le courant de l'année 2021, Essent a été acquis par Luminus, qui fait déjà partie de la sélection de cette étude, et a donc été remplacé depuis janvier 2021 par le fournisseur Mega dont le produit de référence jusqu'à octobre 2021 est Easy Fix, un produit à prix énergétique fixe de l'énergie qui ne dépend pas d'un paramètre d'indexation;
 - à partir de novembre 2021, Mega n'offre plus le produit Easy FOKix sur marché. Easy Variable deviendra donc le produit de référence pour ce fournisseur;
- pour Lampiris:
- à partir du mois de septembre 2013, Lampiris applique des tarifs différenciés pour les 3 régions. Jusqu'alors, seule Bruxelles avait un prix différent des autres régions (depuis février 2013) ;
 - à partir d'octobre 2014, Lampiris change de nom de produit en Lampiris Zen ;
 - à compter de début octobre 2015, Lampiris Zen est remplacé par Lampiris Top, un produit à prix énergétique fixe ;
 - à compter de juillet 2016, Lampiris n'applique plus de prix différenciés selon la région pour le produit de référence dans cette étude;
 - le même produit est repris pour tous les clients-types (Dc 2v, Ic et Ic1).

3.2.2.1. Gel des prix (avril 2012 – décembre 2012) et entrée en vigueur du mécanisme du filet de sécurité (janvier 2013 – décembre 2017)

27. Le législateur a introduit, par la loi du 8 janvier 2012¹⁴, un mécanisme de filet de sécurité sur le marché belge de l'énergie. Ce mécanisme de filet de sécurité visait spécifiquement les prix variables de l'énergie pour les clients résidentiels et les PME¹⁵.

28. Le mécanisme du filet de sécurité consistait, pour la période comprise entre le 1^{er} avril 2012 et le 31 décembre 2012, en un gel temporaire des indexations des contrats variables. A partir du 1^{er} avril 2012, l'indexation à la hausse du prix variable de l'énergie pour la fourniture d'électricité était

¹⁴ Loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

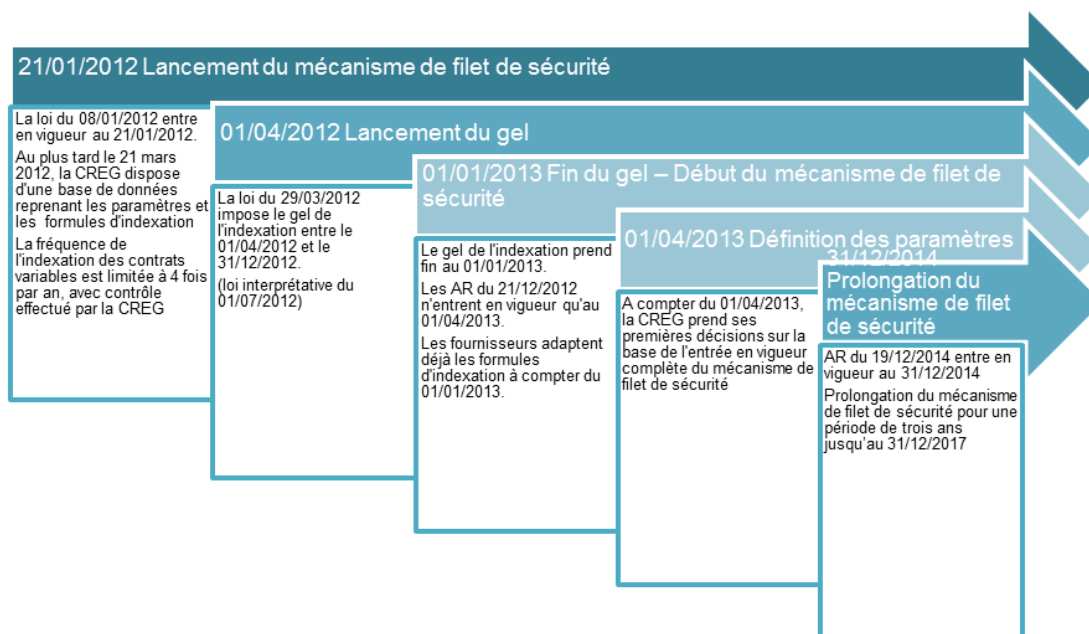
¹⁵ Les PME dont la consommation annuelle d'électricité est inférieure à 50 000 kWh et dont la consommation annuelle de gaz naturel est inférieure à 100 000 kWh relèvent du mécanisme du filet de sécurité.

interdite. Le mécanisme du filet de sécurité est entré pleinement en vigueur le 1^{er} janvier 2013. Cela signifie que des indexations étaient possibles pour les prix variables de l'énergie le 1^{er} janvier, le 1^{er} avril, le 1^{er} juillet et le 1^{er} octobre. Les indexations proposées devaient toutefois être annoncées auprès de la CREG qui en vérifiait l'exactitude *ex post*. Les paramètres d'indexation utilisés par les fournisseurs devaient, en outre, respecter la liste exhaustive des critères autorisés énumérés dans l'arrêté royal du 21 décembre 2012¹⁶, soit :

- les paramètres d'indexation ne devaient évoluer qu'en fonction de l'évolution des coûts réels d'approvisionnement qui représentaient la majorité des coûts supportés par les fournisseurs ;
- le nom des paramètres d'indexation devait refléter, de manière explicite, sur quelles bases ils ont été calculés ;
- les paramètres d'indexation ont été calculés uniquement sur la base des cotations boursières du marché CWE ;
- les paramètres d'indexation étaient basés sur des données ou cotations transparentes, objectives et vérifiables (notamment par la commission) publiées par des bourses ou des organismes de cotation reconnus en ce qui concerne les prix de la zone CWE.

Le mécanisme du filet de sécurité, qui était 2007ment prévu jusqu'au 31 décembre 2014, a été prolongé, par l'arrêté royal du 19 décembre 2014, pour une nouvelle période de trois ans, jusqu'au 31 décembre 2017. Lors de la prolongation, il a été défini¹⁷ que la CREG dresserait un rapport d'évaluation, dont les points d'attention spécifiques seraient : le respect des conditions de transparence et de concurrence et la garantie de la protection des consommateurs.

29. La figure ci-dessous reprend, de manière schématique, les différentes étapes du filet de sécurité.



¹⁶ Arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant la liste exhaustive des critères admis pour l'indexation des prix de l'électricité par les fournisseurs.

¹⁷ La législation prévoit une mission similaire pour la Banque nationale de Belgique (BNB).

30. Dans l'étude relative aux composantes tarifaires, le gel des prix avait un impact sur le client-type Dc 2v. Les clients professionnels Ic et Ic1 ne tombaient pas sous le champ d'application du gel des prix étant donné que leur consommation annuelle est supérieure à 50.000 kWh. Le tableau suivant offre un aperçu des tarifs d'électricité pour un client-type Dc 2v (tels que repris dans cette étude), du type de tarif (fixe ou variable) et précise si le gel des prix s'applique ou non.

Tarif	Type	Gel des prix applicable
Electrabel EnergyPlus / Easy indexé	Variable	OUI
Luminus Actif / Actif+	Variable	OUI
Lampiris énergie verte / ZEN / Top	Fixe	NON
Nuon Confort 3 ans / ENI relax 3 ans / ENI Plus	Fixe	NON
Essent Fixe vert 1 an	Fixe	NON

3.2.2.2. Evolution du prix de l'énergie et des indices y afférents (en cas de produits variables)

31. Entre 2007 et 2021, le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 50,13 % pour un compteur bihoraire (2020 : + 2,08 %). L'évolution en valeur absolue varie selon le fournisseur de +28,51 % ((EDF) Luminus) à + 74,49 % (Essent/Mega).

32. De manière générale, il y a lieu de constater que le prix de l'énergie est en hausse de janvier 2007 à novembre 2008. Par la suite, nous observons, chez la plupart des fournisseurs, une diminution importante du prix de l'énergie jusqu'en été 2009. Cette diminution résulte de la baisse des indices, elle-même due à la baisse des prix du carburant fossile¹⁸. A partir de l'automne 2009, les indices et donc le prix de l'énergie repartent à la hausse. Cette hausse se poursuit jusqu'à l'été 2011. Les évolutions constatées du prix de l'énergie sont donc jusqu'à présent liées à l'évolution des indices. A partir d'avril 2012, le prix de l'énergie est constant ou en diminution en raison du gel des prix. Les formules de prix n'évoluent guère au fil du temps jusqu'en décembre 2012. Par la suite, on observe une évolution différente selon le fournisseur.

Le 1^{er} janvier 2013, le mécanisme de filet de sécurité, ainsi que les règles à suivre pour les paramètres d'indexation figurant dans l'arrêté royal du 21 décembre 2012, sont entrés en vigueur. A partir de cette date, les fournisseurs ont modifié leur formule de prix et les paramètres d'indexation. A partir de janvier 2013, le prix de l'énergie de certains fournisseurs est à la baisse au contraire d'autres qui affichent des prix en hausse. En 2014, aucun fournisseur n'a modifié le produit de référence¹⁹ ou n'en a adapté la formule de prix. En 2015, aucune modification n'a également été apportée aux produits de référence, sauf chez Lampiris²⁰. A compter de 2015, on observe d'abord une baisse des produits variables, suivie d'une stabilisation jusqu'à la fin de l'année, à l'exception d'une légère hausse à la fin du 3^e trimestre. Les produits fixes présentent une évolution légèrement plus volatile, avec tout d'abord une baisse au début de 2015, suivie d'une hausse, puis d'une baisse progressive. Dans le courant 2016, trois fournisseurs ont modifié leur formule de prix et/ou les paramètres d'indexation utilisés. En 2016 et 2017, les produits variables suivent une évolution identique à celle de 2015 : les prix baissent à la fin du premier trimestre pour ensuite stagner avant de repartir légèrement à la hausse à la fin du 3^e trimestre. Les prix des produits fixes diminuent au premier trimestre de 2016 avant de remonter à compter d'avril et jusqu'à la fin de l'année, sauf au mois de septembre 2016, qui connaît une légère baisse. En 2017, les prix fixes connaissent une évolution plutôt stable, diminuant très légèrement en

¹⁸ Le prix du gaz naturel a fortement baissé à la suite de l'offre excédentaire résultant de la crise économique et de l'exploitation de gaz de schiste.

¹⁹ En 2014, seul le fournisseur Lampiris a modifié le nom de son produit de base. Depuis fin 2014, le produit Lampiris électricité verte est remplacé par Lampiris zen. La formule est toutefois restée inchangée.

²⁰ Depuis début octobre 2015, Lampiris Zen est remplacé par Lampiris Top, également un produit à prix énergétique fixe.

début d'année pour remonter un peu en fin d'année. En 2017, aucune modification n'a été apportée aux formules tarifaires et/ou paramètres d'indexation des produits de référence dans cette étude.

Début 2018, le prix de l'énergie est resté relativement stable ou a légèrement baissé. A partir du deuxième trimestre 2018, on constate une augmentation, très forte pour la plupart des produits, surtout à partir du quatrième trimestre. Cette dernière peut s'expliquer par plusieurs facteurs : la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO₂, la situation incertaine de la production nucléaire,... Pour les produits à « formule de prix fixe », on observe une nouvelle baisse fin 2018, entraînée par les prix sur les marchés de gros. Le premier et, dans une moindre mesure, le deuxième trimestre de 2019 ont encore été (fortement) sous pression en raison des prix élevés sur les marchés de gros (de fin septembre 2018 au quatrième trimestre de cette année-là). En 2019, les produits fixes ont également eu besoin d'un peu plus de temps pour revenir à des niveaux « normaux ». Dans le courant de 2018 et 2019, aucun changement n'a été observé au niveau des formules tarifaires et/ou des paramètres d'indexation des produits de référence utilisés dans cette étude.

La pandémie de coronavirus et la période de confinement qui s'en est suivie ont entraîné une baisse significative de l'activité (économique) et ont fait considérablement baisser les prix de l'électricité en 2020. Les premiers assouplissements des mesures de confinement à partir de la fin avril ont été annonciateurs d'une reprise progressive de l'activité économique et d'un redressement de la demande d'électricité au troisième et au quatrième trimestre, ce qui se reflète dans les prix. A partir de janvier 2020, Luminus Comfy est désigné comme produit de référence pour le fournisseur (EDF) Luminus. Par ailleurs, on n'observe aucune modification dans les formules tarifaires et/ou paramètres d'indexation des produits de référence dans cette étude.

La remontée des prix de l'électricité sur les marchés de gros au troisième trimestre de 2020 se poursuit au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021. Comme pour le gaz naturel, on observe également, dans le cas de l'électricité, des hausses de prix structurelles à compter du deuxième trimestre, qui deviennent particulièrement notables au troisième et au quatrième trimestres de 2021. Ce sont principalement les hausses de prix du gaz naturel et du charbon qui expliquent cette augmentation des prix, et dans une moindre mesure, la hausse du prix par tonne de CO₂. Le prix du CO₂ continue toutefois de croître et est appelé à rester un facteur structurel de la hausse des prix de l'électricité à moyen terme. Dans le courant de l'année Essent a été acquis par Luminus, qui fait déjà partie de la sélection de cette étude, et a donc été remplacé depuis janvier 2021 par le fournisseur Mega dont le produit de référence est Easy Fix jusqu'à octobre 2021. A partir de novembre 2021, Mega n'offre plus le produit Easy fix sur marché. Mega Easy Variable deviendra le produit de référence. Par ailleurs, on n'observe aucune modification dans les formules tarifaires et/ou paramètres d'indexation des produits de référence dans cette étude.

33. Nous pouvons constater, par fournisseur, les évolutions suivantes du prix de l'énergie et des éventuels indices y afférents.

3.2.2.2.1. (EDF) Luminus

34. Luminus Actif a fait l'objet d'une modification tarifaire en octobre 2008 à la suite de l'introduction du nouveau paramètre lem. Selon (EDF) Luminus, l'utilisation de cet indice s'inscrit dans une stratégie de *hedging* logique et naturelle représentative de son portefeuille et tient compte de la compétitivité du fournisseur.

En juillet 2010, le terme proportionnel de Luminus Actif²¹ a diminué de 5,00 %.

35. Au début du mécanisme du filet de sécurité en 2013, (EDF) Luminus a choisi **EMarketCWE** comme paramètre d'indexation pour l'électricité. **EMarketCWE** représente le prix pour la fourniture d'électricité *baseload* sur le marché belge, au cours du trimestre Q de l'année Y et est calculé comme suit :

$EMarketCWE = 1/3 * Endex_{12-12-12} + 1/3 * Endex_{12-0-12} + 1/3 * Endex_{3-0-3}$ où les composantes sont les suivantes :

- « Endex 12-12-12 » représente la moyenne arithmétique des cotations de clôture quotidiennes pour la fourniture au cours de l'année Y et publiées au cours de l'année qui précède de deux ans l'année Y (c'est-à-dire Y-2) ;
- « Endex 12-0-12 » représente la moyenne arithmétique des cotations de clôture quotidiennes pour la fourniture au cours de l'année Y et publiées au cours de l'année qui précède l'année Y (c'est-à-dire Y-1) ;
- « Endex 3-0-3 » représente la moyenne arithmétique des cotations de clôture quotidiennes pour la fourniture au cours du trimestre Q et publiées au cours du trimestre qui précède Q (c'est-à-dire Q-1).

(EDF) Luminus adapte aussi ses produits : Luminus Actif+ remplace le produit Luminus Actif et constitue depuis lors le prix de référence. Le prix tient compte dans sa formule du nouveau paramètre d'indexation défini ci-dessus²².

Depuis octobre 2013, (EDF) Luminus ne propose plus Luminus Actif+ comme produit pour un nouveau client. Luminus Actif+ est donc un produit dormant²³, ce qui signifie que les clients qui y ont souscrit dans le passé ou qui sont passés à ce produit suite à une conversion d'(EDF) Luminus conservent ce produit jusqu'à la fin du contrat, jusqu'à un changement volontaire de leur part ou jusqu'à un terme définitif prononcé par (EDF) Luminus pour ce produit. Comme il s'agit d'un produit dormant, les clients ne peuvent plus le comparer avec les autres produits disponibles actifs sur le marché.

Ce produit reste néanmoins le produit de référence pour cette étude car il s'agit de celui détenu par la plupart des clients (EDF) Luminus.

36. A partir de janvier 2020, Luminus Comfy est désigné produit de référence. Luminus Comfy est le produit qui compte le plus grand nombre de clients et c'est aussi un produit à prix « fixe », ce qui représente la plus grande part du portefeuille de Luminus (EDF).

3.2.2.2.2. *Engie Electrabel*

37. **Energyplus** est resté inchangé entre janvier 2007 et décembre 2012. Durant cette période, l'évolution du prix peut s'expliquer par l'évolution des indices **Ne** et **Nc**.

38. Au début du mécanisme du filet de sécurité en 2013, Engie-Electrabel a choisi **Epi** (« *Electricity price index* ») comme paramètre d'indexation. **Epi** représente le prix sur le marché de gros pour la fourniture d'électricité pour un profil de prélèvement constant. Ce paramètre se calcule sur base de la moyenne arithmétique des cotations sur le marché de gros en Allemagne (publiées par EEX), en France

²¹ Dans la formule pour kWh-jour ($3,24 * Ne + 1,694 * Iem$), la composante en Ne est remplacée par 2,96. Dans la formule pour kWh-nuit ($1,5455 * Ne + 1,396 * Iem$), la composante en Ne est remplacée par 1,4132.

²² La formule pour un compteur bihoraire est $0,127 * EMarketCWE + 1,380$ (kWh-jour) et $0,089 * EMarketCWE + 0,69$ (kWh-nuit). Les paramètres Iem et Ne ont disparu de la formule.

²³ Pas pour les nouveaux clients, uniquement pour les contrats en cours

(publiées par Powernext), aux Pays-Bas (publiées par ENDEX) et en Belgique (publiées par Endex) pour les trois livraisons dans les délais suivants, qui sont chacune prises en considération pour un tiers :

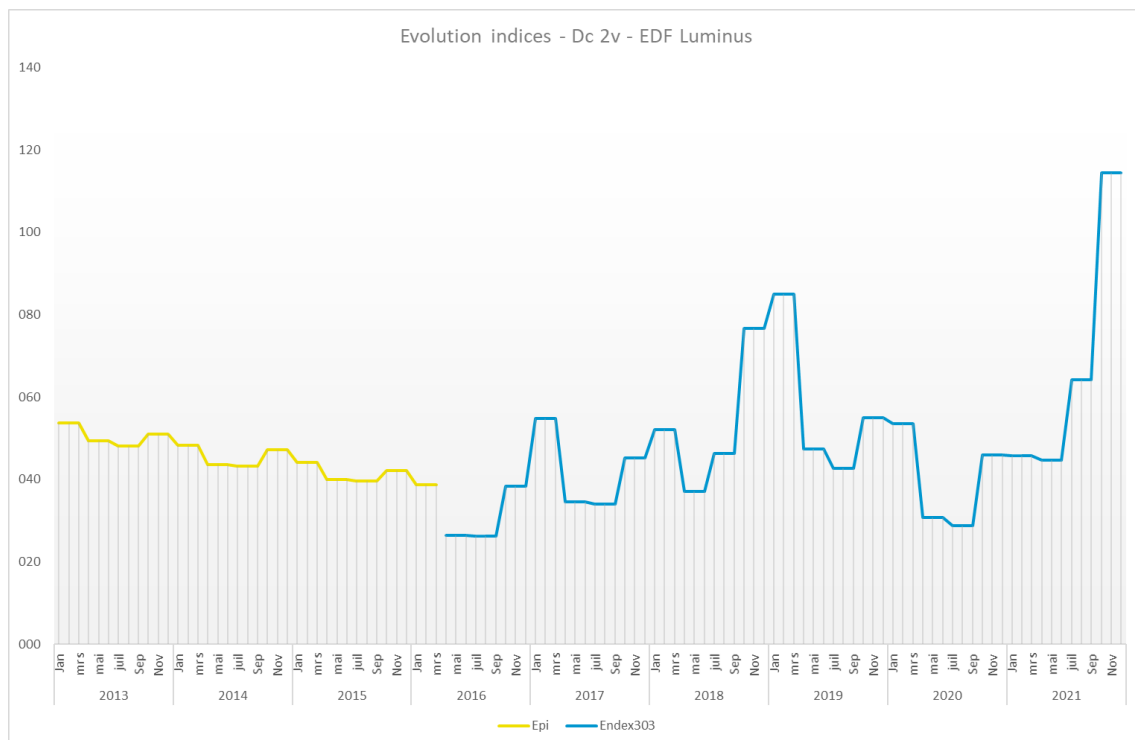
- Cal y-2 représente la moyenne arithmétique des cotations, pour l'année calendrier de fourniture, relevées au cours de l'année précédant de deux ans l'année de fourniture ;
- Cal y-1 représente la moyenne arithmétique des cotations, pour l'année calendrier de fourniture, relevées au cours de l'année précédant l'année de fourniture ;
- Trim t-1 représente la moyenne arithmétique des cotations du trimestre de fourniture, relevées au cours du trimestre précédent.

La formule du prix de référence d'Energyplus²⁴ inclut donc ce nouveau paramètre en lieu et place des paramètres Nc et Ne.

39. Engie-Electrabel a modifié, à compter du 13 mai 2013, son offre de produits. A partir de cette date, le produit EnergyPlus, servant de référence à cette étude, a été remplacé par le produit Easy indexé 1 an²⁵.

40. Au premier trimestre 2016, Engie-Electrabel a adapté²⁶ un paramètre de la formule de son produit de référence indexé. A partir du deuxième trimestre 2016, elle a également adapté²⁷ la formule de son produit de référence Easy indexé 1 an en recourant dorénavant au paramètre d'indexation **Endex303**.

Graphique 30: évolution des indices à partir de janvier 2013, Engie-Electrabel



²⁴ La formule pour un compteur bihoraire pour kWh-jour $3,608 * Ne + 1,664 * Nc$ devient donc $0,30000 + 1485 * Epi$ et la formule pour kWh-nuit $0,792 * Ne + 1,368 * Nc$ devient $0,0765 + 0,0780 * Epi$. Les paramètres Ne et Nc ont disparu de la formule.

²⁵ La formule pour un compteur bihoraire est, par kWh-jour, de $0,3000 + 0,1489 * Epi$ et, par kWh-nuit, de $0,0765 + 0,0782 * Epi$.

²⁶ La formule pour un compteur bihoraire est, par kWh-jour, de $0,3000 + 0,1487 * Epi$ et, par kWh-nuit, de $0,0765 + 0,0782 * Epi$.

²⁷ La formule pour un compteur bihoraire est, par kWh-jour, de $1,7010 + 0,1236 * Endex303$ et, par kWh-nuit, de $0,3550 + 0,0913 * Endex303$.

3.2.2.2.3. *Eneco-Eni-Nuon*

41. Nuon Comfort est un produit fixe et n'est donc pas indexé comme les produits des fournisseurs susmentionnés. De janvier 2007 à avril 2008 inclus, un même prix est facturé au client ²⁸. Des hausses de prix ont ensuite lieu en mai 2008, août 2008 et novembre 2008. Après cela, on observe des diminutions de prix mensuelles jusqu'en mai 2009 inclus. Le prix se stabilise ensuite.

42. A partir de janvier 2010, Nuon Comfort 3 ans devient le produit de référence. Ce prix est inchangé pour la période de janvier 2010-septembre 2010, octobre 2010-novembre 2010 et décembre 2010-juillet 2012.

43. A partir de novembre 2012, le produit Nuon Comfort 3 ans est remplacé par le produit Eni relax 3 ans qui devient dès lors le produit de référence. Notons que ce produit Eni Relax 3 ans présente la particularité suivante: pour un client disposant d'un compteur bihoraire, 75 % de la consommation jour est facturée au prix jour et 25 % de la consommation jour est facturée au prix nuit, tandis que la consommation nuit effective est entièrement facturée au prix nuit. Cette tarification particulière ne s'applique qu'à la composante énergie.

44. En ce qui concerne Eneco-Eni-Nuon, le produit de référence au début du mécanisme du filet de sécurité en 2013 est un produit fixe et n'est donc pas influencé.

45. En 2016, Eneco-Eni-Nuon remplace son produit de référence Eni Relax 3 ans par Eni Plus. Eni Plus est également un produit à prix fixe et maintient la tarification particulière²⁹ également applicable à Eni Relax 3 ans.

46. A partir de juin 2018, Eni a été acquise par Eneco et le nom du produit de référence a été adapté vers Eneco Plus; Eneco Plus est un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend pas d'un paramètre d'indexation.

3.2.2.2.4. *Essent/Mega*

47. Essent Variable a connu une hausse de prix en octobre 2007³⁰, septembre 2008³¹ et novembre 2008³².

En avril 2010, Essent a changé le nom de son produit de référence en Essent Variable Vert, mais les formules de prix demeurent inchangées.

48. Depuis avril 2011³³, Essent utilise deux nouveaux paramètres : **NeQ** (au lieu de Ne) et **PIQ** (au lieu de Nc). La composition des formules de prix demeure toutefois inchangée.

²⁸ Cette étude se base sur la supposition que les prix de mai 2007 ont déjà commencé à être appliqués en janvier 2007.

²⁹ 75 % de la consommation journalière est facturée au prix journalier et 25 % de la consommation journalière est facturée au prix de nuit et ce qui est effectivement consommé de nuit est intégralement facturé au prix de nuit. Cette tarification particulière ne s'applique qu'à la composante énergie.

³⁰ La rémunération fixe augmente de $43,05 * Ne$ à $48,05 * Ne$.

³¹ Le terme proportionnel jour change de $(2,45 * Ne + 1,75 * Nc)$ à $(2,95 * Ne + 1,59 * Nc)$. Le terme proportionnel nuit change de $(0,75 * Ne + 1,45 * Nc)$ à $(0,85 * Ne + 1,45 * Nc)$.

³² Le terme proportionnel jour change de $(2,95 * Ne + 1,59 * Nc)$ à $(3,04 * Ne + 1,67 * Nc)$. Le terme proportionnel nuit change de $(0,85 * Ne + 1,45 * Nc)$ à $(0,85 * Ne + 1,47 * Nc)$.

³³ La CREG ne publie plus les paramètres Ne et Nc depuis avril 2011. Les deux paramètres avaient été établis avant la libéralisation du marché par la Commission de contrôle de l'électricité et du gaz. A la suite de la libéralisation, ce ne sont cependant plus les pouvoirs publics qui déterminent les prix de l'électricité. Par ailleurs, la CREG a constaté que le paramètre Nc ne reflète plus l'évolution des coûts réels de production et d'achat de l'électricité en Belgique. Par conséquent, la CREG a décidé de ne plus publier les paramètres Ne et Nc, dont elle ne peut plus garantir la pertinence. De plus amples informations

49. A partir d'août 2011, Essent Vert Fixe 1 an constitue le produit de référence.

50. En ce qui concerne Essent, le produit de référence au début du mécanisme du filet de sécurité en 2013 est un produit fixe.

51. Dans le courant de l'année 2021, Essent a été acquis par Luminus, qui fait déjà partie de la sélection de cette étude, et a donc été remplacé depuis janvier 2021 par le fournisseur Mega dont le produit de référence est Easy Fix jusqu'à octobre 2021.

52. A partir de novembre 2021, Mega n'offre plus le produit Easy fix sur marché. Mega Easy Variable deviendra le produit de référence. Le prix variable de l'électricité est indexé mensuellement et est basé sur la moyenne arithmétique des prix journaliers Day Ahead Belpex Baseload pendant le mois de livraison. Ces tarifs sont consultables sur le site de North Pool. Selon le type de compteur, la formule tarifaire est la suivante (hors TVA) : compteur mono-horaire: $\text{Belpex} * 1,19 + 2,5 \text{ c€/kWh}$; compteur bi-horaire – jour : $\text{Belpex} * 1,42 + 2,5 \text{ c€/kWh}$; compteur bi-horaire – nuit: $\text{Belpex} * 1,06 + 2,5 \text{ c€/kWh}$; compteur exclusif nuit : $\text{Belpex} * 1,06 + 2,5 \text{ c€/kWh}$.

3.2.2.2.5. *Lampiris*

53. Outre Eneco-Eni-Nuon et Essent (à partir d'août 2011), Lampiris aussi possède un produit fixe. Ce produit est beaucoup plus volatil que les autres produits, comme l'illustre le graphique 26. Ainsi, la soudaine hausse de prix en juillet 2008 saute aux yeux, laquelle est suivie d'une diminution rapide. Ces évolutions de prix soudaines s'expliquent par la corrélation étroite qui existe entre ce produit et les évolutions sur le marché de l'énergie (pétrole et gaz naturel).

54. En ce qui concerne Lampiris, le produit de référence au début du mécanisme du filet de sécurité en 2013 est un produit fixe.

A partir du mois de septembre 2013, Lampiris applique des tarifs différenciés pour les 3 régions. Jusqu'alors, seule Bruxelles avait, depuis février 2013, un prix différent des autres régions.

En 2014, Lampiris a modifié le nom de son produit de base. A partir de fin 2014, le produit Lampiris électricité verte est remplacé par Lampiris Zen. Néanmoins, la formule de prix reste inchangée.

55. A compter de début octobre 2015, Lampiris Zen est remplacé par Lampiris Top, également un produit à prix énergétique fixe.

Lampiris n'applique plus de prix différents selon la région depuis juillet 2016.

3.2.3. **Historique – client professionnel (Ic et Ic1)**

56. S'agissant de la sélection du produit, il convient de tenir compte des évolutions historiques suivantes:

- pour (EDF) Luminus :
 - à partir de juillet 2014, les produits Luminus Optimum pro BT et MT sont remplacés par le produit Luminus Business Budget flex 2 ans ;

figurent dans l'article de presse du 8 avril 2011 : « La CREG demande aux fournisseurs d'électricité d'adapter leurs tarifs afin de suivre correctement l'évolution des prix sur le marché ».

- pour Engie-Electrabel :
 - à partir de 2011, Engie-Electrabel ne propose plus le produit « Expert » pour les clients professionnels. Celui-ci est remplacé par le produit « Direct » qui est le même tant pour le client-type Ic que Ic1 ;
 - à partir de décembre 2016, le produit « Direct » est remplacé par le produit « EazyBiz » tant pour le Ic que le Ic1 ;
- pour Eneco-Eni-Nuon :
 - Eneco-Eni-Nuon propose des prix spécifiques aux clients professionnels, notamment un prix fixe Nuon basse tension pour un client-type Ic et Nuon moyenne tension pour un client-type Ic1 ;
 - à partir de janvier 2016, le produit du client-type Ic est le même que celui du client-type Ic1 ;
 - à partir de juin 2018, Eni a été acquise par Eneco ;
- pour Essent/Mega:
 - le produit du client-type Ic, Essent Fixe vert 1 an, est également appliqué au client-type Ic1 ;
 - Dans le courant de l'année 2021, Essent a été acquis par Luminus, qui fait déjà partie de la sélection de cette étude, et a donc été remplacé depuis janvier 2021 par le fournisseur Mega dont le produit de référence est Easy Variable Pro appliqué au client-type Ic et Ic1 ;
- pour Lampiris :
 - le même produit est repris pour tous les clients-types (Dc 2v, Ic et Ic1) (voir numéro 26 pour l'historique).

3.2.3.1. Evolution du prix de l'énergie et comparaison clients-types Dc 2v – Ic – Ic1

57. Par rapport à 2007, le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 42,99 % (2020 : - 26,27 %) pour un client-type Ic et de 36,25 % (2020 : - 29,58 %) pour un client-type Ic1. Selon le fournisseur, l'évolution peut être différente entre un client Ic et un client Ic1, en fonction des formules de prix et des paramètres utilisés. Ce point est expliqué en détail par fournisseur dans le texte.

58. Tous les fournisseurs, à part Lampiris³⁴, ont transmis des prix spécifiques pour les clients professionnels.

3.2.3.1.1. (EDF) Luminus

59. (EDF) Luminus a également transmis des produits spécifiques pour Ic et Ic1, à savoir Luminus Optimum Pro basse tension (BT) et Luminus Optimum Pro moyenne tension (MT). Leur évolution est différente:

³⁴ Pour Lampiris, un même prix a dès lors été enregistré pour les clients résidentiels et les clients professionnels.

- Luminus Optimum Pro BT est indexé sur la base de **Ne** et **lem** depuis octobre 2008³⁵ et n'a pas fait l'objet de modifications entre octobre 2008 et décembre 2012.

Depuis janvier 2013, Luminus Optimum Pro BT est cependant indexé sur la base d'**EmarketCWE** ; son évolution suit donc celle d'un client-type Dc 2v.

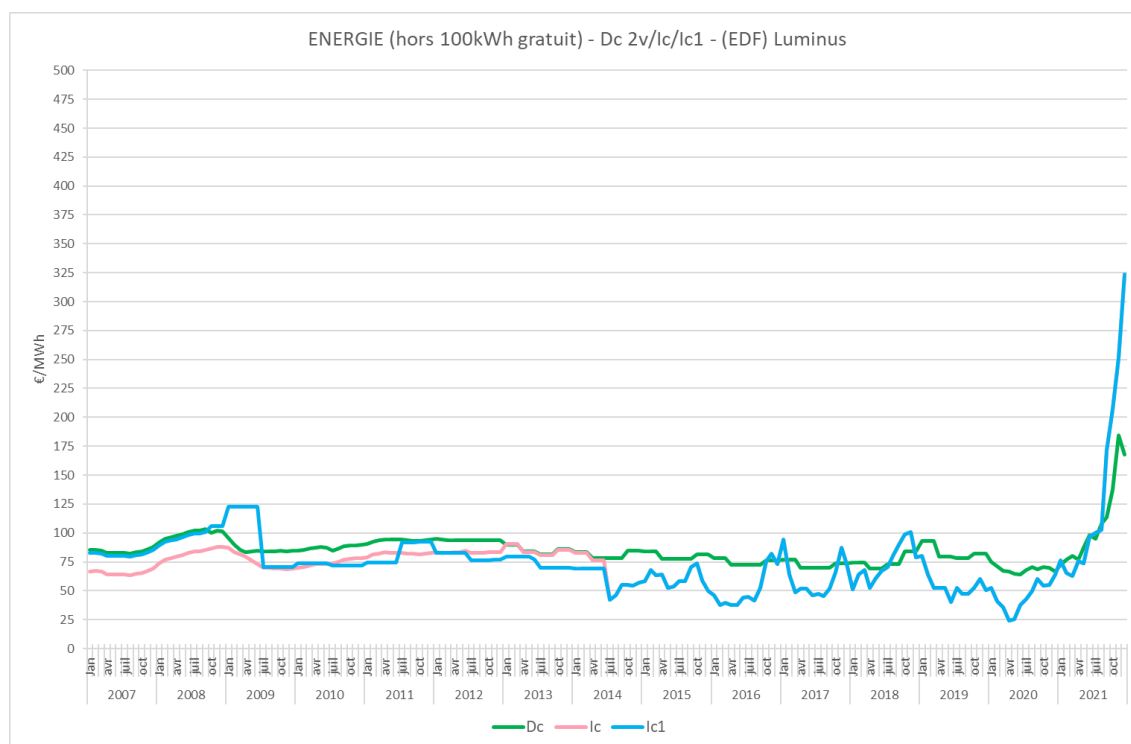
- Le prix de l'énergie, pour Luminus Optimum Pro MT, se base sur **Ne** et **Nc** jusqu'en octobre 2008 inclus.

Suite à la restructuration des prix en octobre 2008, un client moyenne tension d'(EDF) Luminus est facturé sur la base de l'indice **Endex126** au lieu de Nc ; comme l'EBIq, l'**Endex126**³⁶ est un indice volatil qui dépend du prix *forward* sur le marché de gros. Il s'agit d'une moyenne des prix *forward* sur le marché de l'énergie du troisième mois précédant la période de la notation Endex.

Tout comme chez Engie-Electrabel (voir infra), un client moyenne tension d'(EDF) Luminus n'a pas toujours bénéficié du prix de l'énergie le plus bas. Cela est dû au fait que l'indice Endex126 réagit beaucoup plus rapidement aux augmentations et aux diminutions du marché de l'énergie. Le graphique ci-après le montre clairement.

60. A partir de juillet 2014, les 2 produits Luminus Optimum sont remplacés par le produit Business Budget flex 2 ans. Ce produit est indexé sur base de **Belpex**. Depuis lors, les prix Ic et Ic1 sont meilleur marché que ceux d'un client-type Dc 2v, sauf en octobre et décembre 2016, en novembre 2017 et au second semestre 2018, où ils ont exceptionnellement dépassé le prix d'un client-type Dc 2v.

Graphique 31: Comparaison de l'évolution des prix pour Dc 2v, Ic et Ic1 – (EDF) Luminus



³⁵ Auparavant, il était indexé sur la base de Ne et Nc.

³⁶ La valeur Endex pour janvier-juin 2012 est la moyenne des prix de *settlement* d'octobre 2011 sur le marché belge de l'énergie.

3.2.3.1.2. Engie Electrabel

61. Jusqu'en 2010 inclus, Engie-Electrabel a communiqué le produit Electrabel Expert basse tension (BT) pour un client-type Ic et Electrabel Expert moyenne tension (MT) 1 an pour un client-type Ic1. Leur évolution est différente :

- Electrabel Expert basse tension est indexé sur la base de **Ne** et **Nc** ;
Son évolution suit donc celle d'un client Dc-type Dc 2v jusqu'en 2010 inclus ;
- Electrabel Expert moyenne tension se base sur les indices **Ne** et **EBIq** ;

L'indice **EBIq** reflète l'évolution des prix de l'électricité forward pour le marché de gros belge. La valeur de l'indice EBIq³⁷ au trimestre Q est la moyenne des prix forward sur le marché de l'énergie Endex de la période qui commence le quinzième jour calendrier du deuxième mois et qui se termine le quinzième jour calendrier du troisième mois du trimestre Q-1.

Les clients moyenne tension bénéficient donc d'un prix qui suit les évolutions à court et moyen terme du marché de l'énergie. Un prix fluctuant est ici caractéristique et le lissage intervient moins souvent ; ce lissage se produit néanmoins chez les clients basse tension qui avaient un prix de l'énergie fondé sur Ne et Nc. Tout comme chez (EDF) Luminus (voir *supra*), un client moyenne tension d'Engie-Electrabel n'a donc pas toujours bénéficié du prix de l'énergie le plus bas. Le graphique ci-après le montre clairement.

62. A compter de 2011, ces 2 produits sont remplacés par Electrabel Direct 1 an. Ce produit est indexé sur la base des paramètres **PPB**³⁸ et **Ne**.

A partir de 2011, l'évolution de Ic et Ic1 coïncide suite à l'utilisation du produit Direct.

A partir du 15 mars 2013, Electrabel Direct (tant pour la basse tension que la moyenne tension) est indexé sur base du paramètre **PPBq**³⁹.

63. A compter de décembre 2016, Electrabel Direct (tant basse que moyenne tension) est remplacé par le nouveau produit EasyBiz⁴⁰. Ce produit est indexé sur la base du paramètre **Endex303**.

³⁷ L'indice EBIq pour janvier-mars 2010 est la moyenne des prix de *settlement* journaliers du 15 novembre 2009 au 14 décembre 2009 sur le marché belge de l'énergie.

³⁸ Le paramètre PPB est composé sur la base suivante : 50 % EBI_m et 50 % EBI_s. Ceux-ci reflètent l'évolution du prix du *baseload* sur le marché de gros belge.

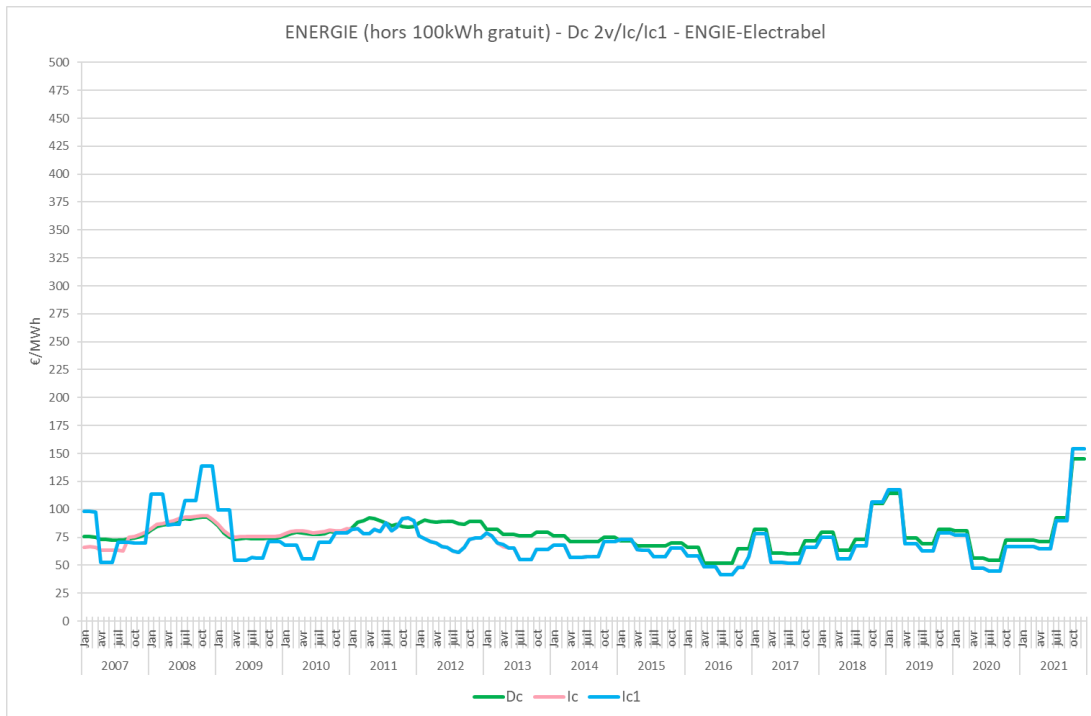
- EBI_s est calculé sur la base des cours de clôture journaliers de l'électricité *baseload* sur le marché de gros belge pour la fourniture pendant les trimestres d'un semestre déterminé. Il reste valable pendant 1 semestre de facturation.
- EBI_m est calculé sur la base des cours de clôture journaliers de l'électricité *baseload* sur le marché belge pour la fourniture durant un mois déterminé. Il est valable pour 1 mois de facturation.

³⁹ Le paramètre PPBq est composé sur la base de [50 % x Endex_BE (15d,1,3–14d,0,3) + 50 % x Endex_BE606]. Il reflète l'évolution des prix *forward* de l'électricité du trimestre et du semestre sur le marché de gros en Belgique pour une fourniture *baseload*.

- Endex_BE (15d,1,3 – 14d,0,3) est égal à la moyenne arithmétique de toutes les cotations fin de journée pour une fourniture d'électricité *baseload* sur le marché belge pour le trimestre Q, publiées au cours de la période allant du 15^e jour calendrier du mois M-2 au 14^e jour calendrier inclus du mois M-1, où M est le premier mois du trimestre concerné.
- Endex_BE606 est égal à la moyenne arithmétique de toutes les cotations fin de journée pour une fourniture d'électricité *baseload* sur le marché belge pour les deux trimestres du semestre concerné, publiées au cours de la période allant du premier jour calendrier du mois M-6 au dernier jour calendrier inclus du mois M-1, où le mois M est le premier mois du semestre concerné.

⁴⁰ Il s'agit d'un nouveau produit individualisé pour l'électricité et le gaz naturel, fondé sur le profil de consommation, les *forwards* et la consommation annuelle du client. Il utilise les indices de prix correspondants suivants : Endex303 (pour l'électricité) et TTF103 (pour le gaz naturel).

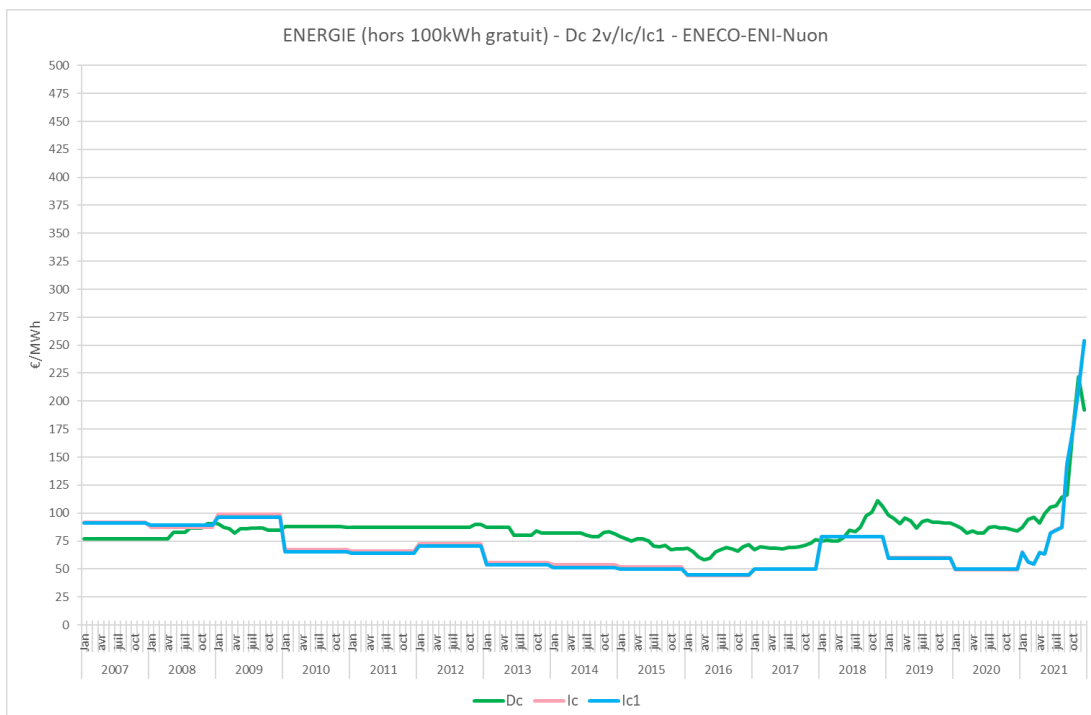
Graphique 32: Evolution comparative des prix pour Dc 2v, Ic et Ic1 – Engie-Electrabel



3.2.3.1.3. *Eneco-Eni-Nuon*

64. Eneco-Eni-Nuon a également transmis des produits spécifiques pour les clients professionnels : Nuon basse tension (BT) pour un client-type Ic et Nuon moyenne tension (MT) pour un client-type Ic1. Il s'agit d'un prix fixe par an, qui n'est pas le même pour la basse tension et la moyenne tension. Le graphique suivant illustre les différences par client-type. L'évolution des courbes est différente de celles de Engie-Electrabel et d'(EDF) Luminus à la suite de l'utilisation de prix annuels fixes.

Graphique 33: Evolution comparative des prix pour Dc 2v, Ic et Ic1 – Eneco-Eni-Nuon

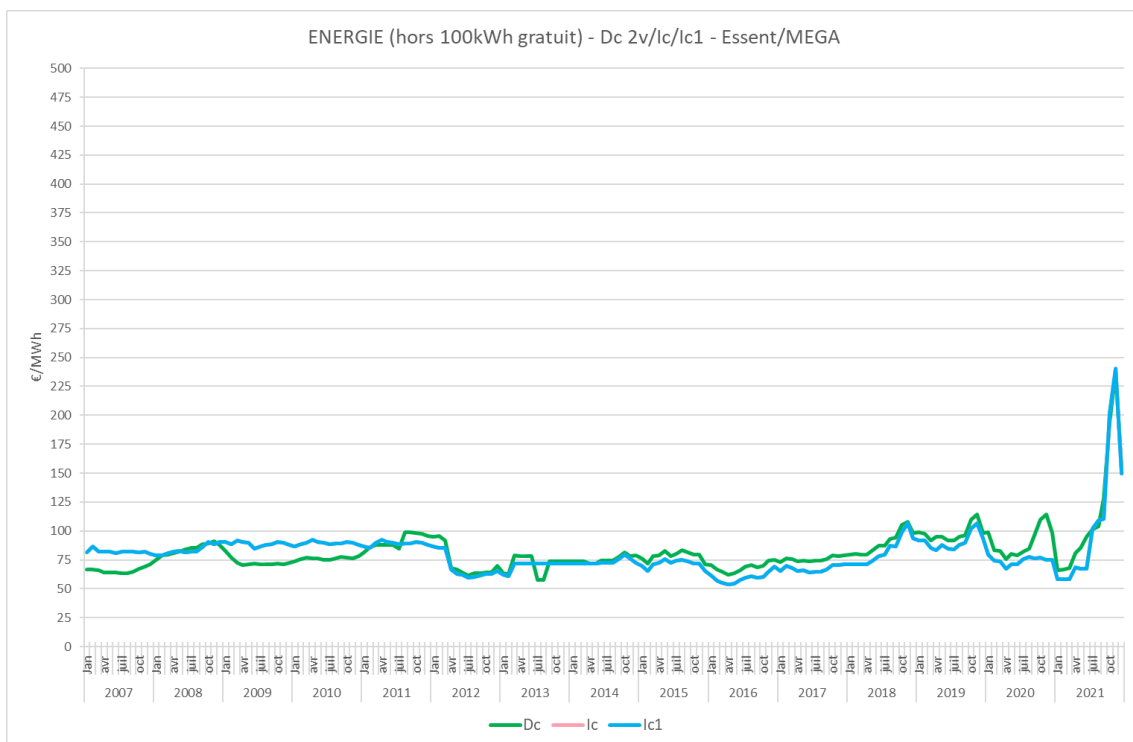


3.2.3.1.4. Essent/Mega

65. Pour Essent, le même produit a été repris pour Ic et Ic1 : Essent fixe vert 1 an. Il faut remarquer qu'un client professionnel paie généralement plus au fil du temps qu'un client résidentiel. A noter que depuis 2012, la tendance s'inverse. En effet, le prix pour le client résidentiel est légèrement plus élevé que pour le client professionnel.

66. Dans le courant de l'année 2021, Essent a été acquis par Luminus, qui fait déjà partie de la sélection de cette étude, et a donc été remplacé depuis janvier 2021 par le fournisseur Mega dont le produit de référence est Easy Variable Pro appliqué au client-type Ic et Ic1. Ce produit est indexé sur la base du paramètre **Belpex** ou **Endex** durant les différents mois de 2021.

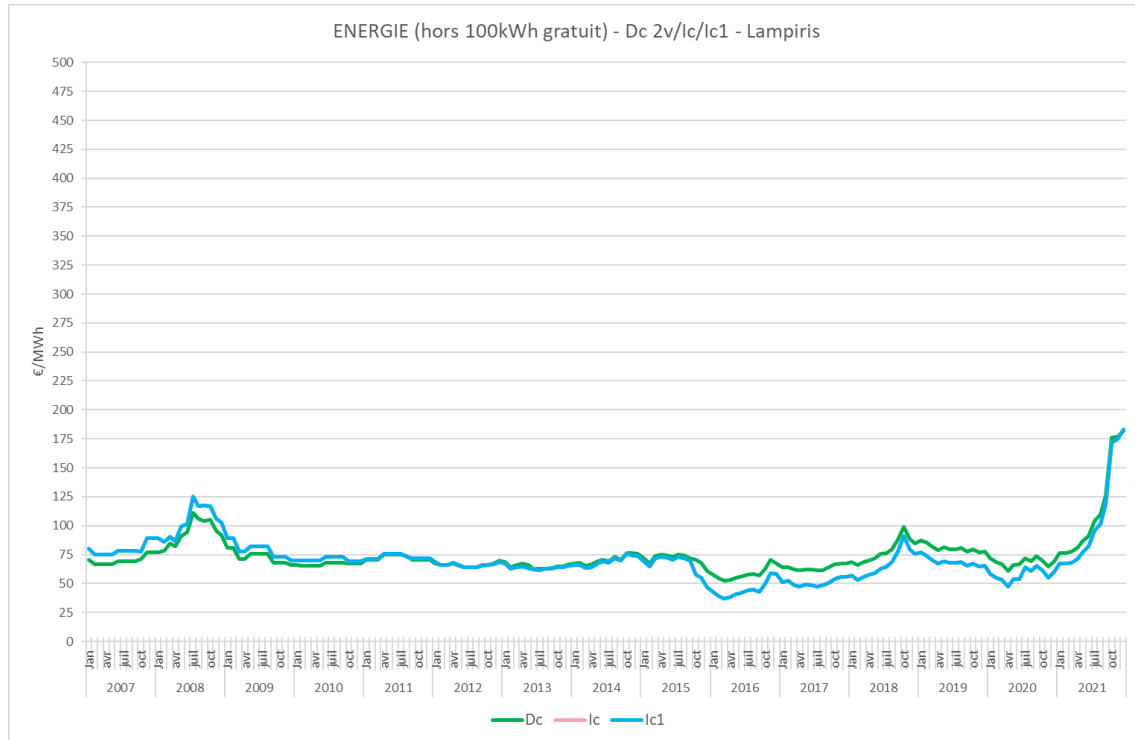
Graphique 34: Evolution comparative des prix pour Dc 2v, Ic et Ic1 – Essent/Mega



3.2.3.1.5. Lampiris

67. Pour Lampiris, nous constatons une évolution identique pour les clients Dc 2v, Ic et Ic1 vu que le même produit a été repris pour tous les clients-types.

Graphique 35: Evolution comparative des prix pour Dc 2v, Ic et Ic1 – Lampiris



3.3. CONTRIBUTIONS ÉNERGIE RENOUVELABLE ET COGÉNÉRATION

68. La contribution énergie renouvelable est une contribution visant à limiter l'effet de serre et les émissions de CO₂. Chaque fournisseur verse une contribution fixée annuellement (= obligation de quota) pour soutenir le développement de la production à partir d'énergies renouvelables par le biais du système des certificats verts.

Les certificats de cogénération visent aussi à réduire l'effet de serre et les émissions de CO₂ par la promotion de la production d'électricité à base de cogénération.

69. Les valeurs utilisées lors des calculs sont celles indiquées par les fournisseurs dans leurs fiches tarifaires⁴¹.

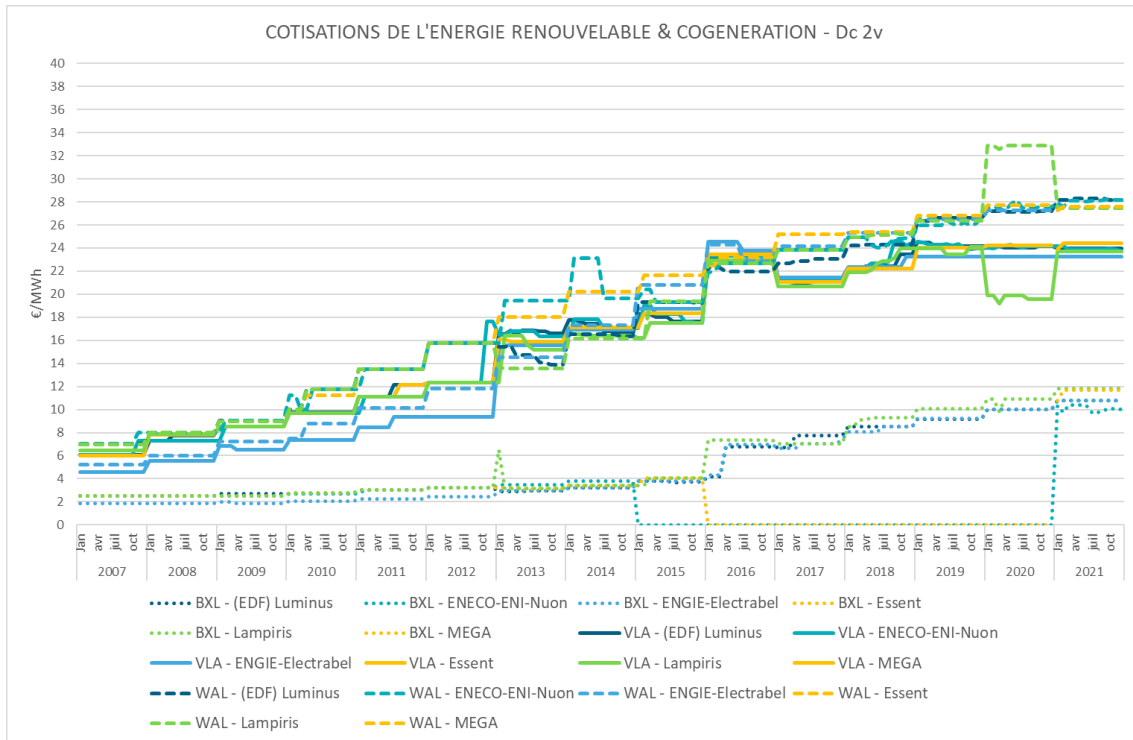
⁴¹ Les suppositions suivantes sont d'application :

- Seule ENGIE-Electrabel a fourni des contributions spécifiques pour les clients professionnels depuis le début. A partir de 2010, ENGIE-Electrabel impute un pourcentage d'amende plus élevé pour les clients professionnels que pour les clients résidentiels ;
- pour les autres fournisseurs, nous avons utilisé les mêmes contributions pour les clients résidentiels et professionnels jusqu'en juillet 2012. A partir du mois d'août 2012, les autres fournisseurs, excepté Lampiris, nous ont transmis également des contributions spécifiques pour les clients professionnels.

3.3.1. Représentation graphique de l'évolution

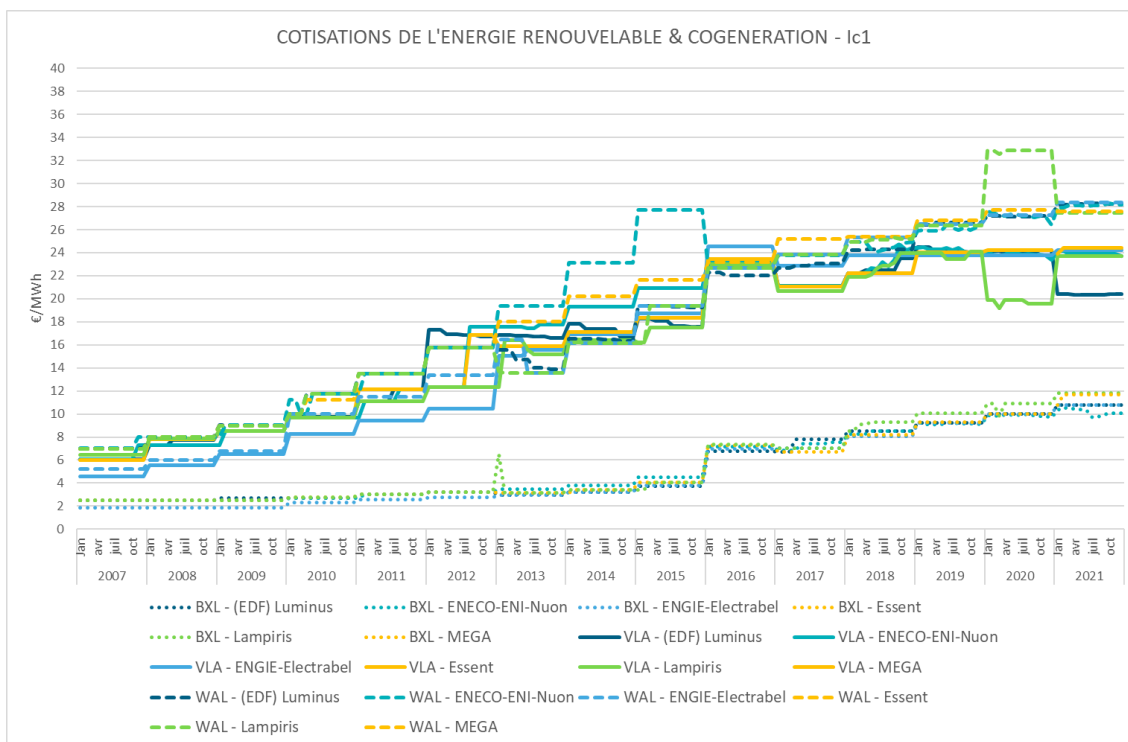
70. Les graphiques 36 et 37 rendent compte de l'évolution des contributions énergie renouvelable et cogénération, en € par MWh, respectivement pour un client-type Dc 2v et pour un client-type Ic1 pour tous les fournisseurs.

Graphique 36: évolution de la contribution énergie renouvelable et cogénération, Dc 2v⁴²



Graphique 37: évolution de la contribution énergie renouvelable et cogénération, Ic1

⁴² Durant la période concernée, ENECO-ENI-Nuon et Essent/Mega ne proposent pas le produit à Bruxelles, si bien qu'aucune donnée concernant les contributions énergie renouvelable et cogénération n'est disponible pour cette période.



71. Les contributions énergie renouvelable et cogénération diffèrent selon les régions et les fournisseurs. Leur évolution varie d'année en année, principalement en fonction des quotas de certificats à remettre aux autorités régionales ainsi que du montant des amendes administratives.

72. Depuis 2007, les contributions pour l'énergie renouvelable et la cogénération ont plus que doublé en Flandre et en Wallonie. Ceci est dû à la politique menée par les régions et l'obligation de quota y afférente qui a fortement augmenté au cours des années précédentes. Cela est illustré dans le tableau ci-dessous^{43 44}.

Obligation de quota	CV Flandre	Cogénération Flandre	Bruxelles	Wallonie
2008	3,75	2,96	2,50	8,00
2009	4,90	3,73	2,50	9,00
2010	5,25	4,39	2,75	10,00-11,74
2011	6,00	4,90	3,00	13,50
2012	7,00	7,60	3,25	15,75
2013	12,06	8,60	3,50	19,40
2014	13,71	9,80	3,80	23,10
2015	14,99	10,50	4,50	27,70
2016	16,69	11,20	8,20	32,40
2017	23,00	11,20	7,80	34,03
2018	20,50	11,20	8,50	35,65
2019	21,50	11,20	9,20	37,28
2020	21,50	11,20	10,00	38,38
2021	21,50	11,20	10,80	38,85

73. Le tarif que les fournisseurs mentionnent sur leurs fiches tarifaires n'est pas imposé par la loi. Il est établi par les fournisseurs et sert, en principe, à couvrir les coûts réels résultant de l'obligation

⁴³ L'obligation de quota en Flandre implique que le 31 mars de l'année N, un % déterminé de certificats doit être introduit, calculé sur la base de la quantité d'énergie fournie durant l'année N-1. En Wallonie et à Bruxelles par contre, le nombre de certificats à introduire est calculé sur la base de l'énergie fournie au cours du trimestre précédent.

⁴⁴ En Flandre, depuis l'introduction des certificats verts pour 2013 (pour la fourniture d'électricité en 2012), les quotas de certificats verts devant être introduits sont calculés selon la formule suivante : $C = Gr * EV * B_{Tot}$. Pour 2013, cela revient à $0,14 * 0,8613$, pour 2014 à $0,155 * 0,8842$, pour 2015 à $0,168 * 0,8924$ et pour 2016 à $0,18 * 0,9270$.

Depuis l'introduction des certificats verts pour 2017 (pour la fourniture d'électricité en 2016), les quotas de certificats verts devant être introduits sont calculés selon la formule suivante : $C = Gr * EV$. Pour 2017, $Gr=0,23$ et pour 2018, $Gr = 0,205$ et depuis 2019 $Gr = 0,215$.

légale figurant dans le décret Energie⁴⁵ (Flandre), dans l'arrêté du Gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale⁴⁶ (Bruxelles) et dans l'arrêté du Gouvernement wallon⁴⁷ (Wallonie) pour remplir, chaque année, un quota d'énergie renouvelable établi. Le décret Energie flamand a été adapté le 1^{er} août 2012. Les obligations de quota pour les fournisseurs ont été augmentées, ce qui a engendré une augmentation des coûts. Bien que le décret ne soit entré en vigueur qu'au 1^{er} août 2012, les quotas augmentés sont déjà valables depuis le 1^{er} janvier 2012. La VREG confirme que les fournisseurs peuvent récupérer ces coûts supplémentaires auprès de leurs clients. Depuis janvier 2013, nous constatons également ces adaptations tarifaires à Bruxelles et en Wallonie. Au fil des années, des adaptations de ces tarifs ont été pratiquées dans les 3 régions.

3.3.2. Discussion des systèmes de quotas dans les 3 régions

3.3.2.1. Flandre (source : VREG)

3.3.2.1.1. *Certificats de soutien électricité verte*

74. Etant donné que certaines technologies visant à intégrer les sources d'énergie renouvelable dans la production électrique sont encore plus chères que les sources d'énergie classiques, le gouvernement flamand soutient la production d'électricité à partir de sources d'énergie via le système des certificats de soutien électricité verte (GSC)⁴⁸. Ce système comporte 2 parties :

- d'une part, les producteurs d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable telles que le soleil, le vent, la biomasse (ex. : fermentation des déchets de jardin, de légumes, de fruits, de l'engrais ou de boues ou combustion des déchets de bois), l'énergie hydraulique (...) reçoivent des GSC de la VREG⁴⁹ ;
- d'autre part, les détenteurs d'accès, enregistrés dans le registre d'accès d'un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, d'un gestionnaire d'un réseau de distribution fermé, du gestionnaire du réseau de transport local d'électricité ou du gestionnaire du réseau de transport, à un point de prélèvement en Région flamande doivent fournir un certain nombre de GSC (le quota) à la VREG. Pour la plupart des points de prélèvement, le fournisseur d'électricité au point de prélèvement est également le détenteur d'accès.

⁴⁵ Décret portant les dispositions générales en matière de la politique de l'énergie du 8 mai 2009, articles 7.1.10, 7.1.11 et 7.1.15.

⁴⁶ Arrêté du gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale modifiant l'arrêté du gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes

⁴⁷ Arrêté du gouvernement wallon modifiant l'arrêté du gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération.

⁴⁸ La base décrétole pour le système des certificats de soutien électricité verte a été fixée dans les articles 7.1.1 à 7.1.14 du décret Energie (*Energiedecreet*). L'amende administrative en cas d'infraction à l'obligation de certificats est décrite à l'article 13.3.5 du décret Energie. D'autres règles d'exécutions sont définies dans l'arrêté Energie (*Energiebesluit*).

⁴⁹ Les GSC sont octroyés par la VREG pour la production d'électricité à partir : d'énergie solaire, d'énergie éolienne, d'énergie hydraulique, d'énergie marémotrice (via le flux et le reflux), de l'énergie des vagues, de la géothermie (via des réservoirs de chaleur enfoncés profondément dans le sol), de biogaz (via la fermentation de matériel organique), de gaz de décharge (via le méthane et le dioxyde de carbone), de gaz d'égout (via des gaz libérés lors de l'épuration), de la biomasse (via la décomposition biologique de matériaux). En Flandre, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le gaz de décharge, le gaz d'égout et la biomasse sont les sources d'énergie renouvelable les plus utilisées.

75. Un certificat de soutien électricité verte atteste qu'une certaine quantité d'électricité en Flandre a été produite à partir d'une source d'énergie renouvelable. Les GSC n'existent que virtuellement et sont enregistrés dans la base de données en ligne sur les échanges de la VREG. Le producteur peut vendre des GSC à des fournisseurs d'électricité-détenteurs d'accès ou à des tiers (exemple : à des négociants en certificats de soutien). Ils doivent en effet remplir leur obligation de quotas. Si le producteur est également fournisseur d'électricité-détenteur d'accès, il peut également utiliser les GSC pour son obligation de certificats. Les certificats de soutien électricité verte peuvent être fournis dans le cadre de l'obligation de certificats jusqu'à dix ans après leur octroi.

76. Chaque fournisseur d'électricité-détenteur d'accès actif en Flandre doit satisfaire à l'obligation annuelle de certificats électricité verte (« obligation de quota électricité verte »)⁵⁰. Il le fait en soumettant annuellement un nombre de certificats verts à la VREG pour le 31 mars de l'année n+1. Le nombre de certificats à soumettre est calculé par la VREG sur la base de la quantité totale d'électricité (en MWh) prélevée durant une année calendrier n spécifique aux points de prélèvements situés en Région flamande auxquels la partie concernée était enregistrée en tant que détenteur d'accès, multipliée par le pourcentage de quota. Le pourcentage de quota pour les années écoulées et les années suivantes est égal aux :

- prélèvements d'électricité en 2016 : 23,00 % ;
- prélèvements d'électricité en 2017 : 20,50 % ;
- prélèvements d'électricité en 2018 et après : 21,50 %.

77. Si un détenteur d'accès soumet le nombre exact de certificats de soutien, il satisfait à son obligation de certificats. S'il fournit trop peu de certificats de soutien, il devra payer une amende administrative⁵¹ par certificat manquant. Pour toutes les obligations de certificats verts à partir du cycle de soumission 2014, l'amende s'élève à 100 euros. Les amendes administratives sont versées au fonds Energie. Ce fonds est entre autres utilisé pour la politique en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie, le soutien de la cogénération et des sources d'énergie renouvelable, et les mécanismes flexibles du protocole de Kyoto.

3.3.2.1.2. *Certificats de soutien cogénération*

78. Le gouvernement flamand encourage les économies d'énergie primaire par l'utilisation d'installations de cogénération qualitatives pour la production d'électricité et de chaleur⁵². Ce système ressemble beaucoup à celui des certificats de soutien électricité verte et comporte donc également 2 volets :

⁵⁰ Plus d'explications sur l'obligation de certificats figurent à l'art. 7.1.10 du décret énergie et dans la communication annuelle de la VREG au sujet du calcul des quotas et de la procédure de soumission.

Tous les certificats de soutien électricité verte ne sont pas valables pour satisfaire à l'obligation de certificats. Seuls les certificats de soutien électricité verte délivrés par la VREG sont acceptés. Les certificats de soutien électricité verte délivrés pour la production d'électricité à partir de certains déchets (par exemple, déchets pouvant être recyclés ou traités de manière plus performante) ne sont pas acceptés pour l'obligation de certificats. Les certificats de soutien électricité verte délivrés pour la production d'électricité à l'étranger, en Wallonie ou en Région de Bruxelles-Capitale ou par la CREG, ne peuvent pas être soumis non plus pour satisfaire à l'obligation de certificats en région flamande.

⁵¹ Le prix de l'amende est fixé à l'article 13.3.5, §1^{er} du décret Energie.

⁵² La base décréte pour le système des certificats de cogénération a été fixée dans les articles 7.1.1 à 7.1.14 du décret Energie (*Energiedecreet*). L'amende administrative en cas d'infraction à l'obligation de certificats est décrite à l'article 13.3.5 du décret énergie. D'autres règles d'exécutions sont définies dans l'arrêté Energie (*Energiebesluit*).

- d'une part, les propriétaires d'installations de cogénération qualitatives (producteurs de cogénération) reçoivent des certificats de soutien « cogénération » de la VREG⁵³ ;
- d'autre part, les détenteurs d'accès, enregistrés dans le registre d'accès d'un gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, d'un gestionnaire d'un réseau de distribution fermé, du gestionnaire du réseau de transport local d'électricité ou du gestionnaire du réseau de transport, à un point de prélèvement en Région flamande doivent fournir un certain nombre de certificats de soutien cogénération (le quota) à la VREG.

79. Un certificat de soutien cogénération atteste qu'une certaine quantité d'énergie primaire a été économisée dans une installation de cogénération qualitative, par rapport à une situation dans laquelle cette même quantité d'électricité et/ou d'énergie mécanique et de chaleur est produite de manière séparée. Les producteurs de cogénération auxquels un certificat de soutien cogénération est octroyé ne le reçoivent pas sous forme papier. Les certificats de soutien cogénération n'existent que virtuellement et sont conservés dans la base de données en ligne sur les échanges de la VREG. Les producteurs peuvent vendre ces certificats de soutien cogénération à des fournisseurs d'électricité-détenteurs d'accès qui doivent satisfaire à leur obligation de certificats ou à des tiers (négociants). Si le producteur de cogénération est lui-même fournisseur d'électricité ou détenteur d'accès, il peut utiliser ses propres certificats de soutien pour remplir son obligation de certificats. Les certificats de soutien cogénération peuvent être fournis dans le cadre de l'obligation de certificats jusqu'à dix ans après leur octroi.

⁵³ En région flamande, les technologies suivantes sont considérées comme cogénération qualitative :

turbine à vapeur à contrepression : une turbine à vapeur, où de la vapeur arrive dans la turbine à haute pression et la quitte à basse pression. La vapeur côté basse pression est ensuite réutilisée pour des applications utiles de la chaleur.

turbine d'extraction à condensation de vapeur : une turbine à vapeur où la vapeur arrive dans la turbine à haute pression et où une partie de la vapeur est extraite à plus basse pression pour des applications utiles de la chaleur. La vapeur restante est détendue par la turbine et se condense ensuite totalement en eau, dans un condensateur ;

turbine à gaz avec valorisation de chaleur : une turbine qui est actionnée par la combustion interne de gaz. La chaleur des gaz d'échappement est utilisée pour créer de la vapeur, de l'eau chaude ou de l'air chaud, ou pour une autre forme de récupération de la chaleur ;

turbine à gaz à cycle combiné avec valorisation de chaleur : fonctionnement conjoint d'une turbine gaz avec valorisation de chaleur et d'une turbine à vapeur (contrepression ou condensation de vapeur) ;

moteur à combustion interne : un moteur à piston qui fonctionne au gaz naturel, au diesel ou au biocarburant, où la chaleur libérée par le refroidissement du moteur et dans les gaz d'échappement est utilisée à des fins utiles ;

moteur Stirling : un moteur à combustion externe où l'air va et vient entre une chambre chaude et une chambre froide. L'air situé dans la chambre chaude se dilate en prenant de la chaleur et fournit un travail en actionnant un piston, après quoi l'air est repoussé vers la chambre froide, se refroidit et perd du volume.

pile à combustible : un générateur électrochimique qui transforme directement l'énergie chimique d'une réaction continue en énergie électrique, où de nouveaux réactifs peuvent être continuellement apportés de l'extérieur, contrairement à ce qui se passe dans le cas d'une batterie ou d'un accumulateur. La quantité de chaleur qui est libérée durant ce processus et qui peut être utilisée à des fins utiles dépend du type de pile à combustible.

machine à vapeur : une machine qui transforme partiellement en travail mécanique l'énergie de la vapeur chaude sous pression. En règle générale, cela se fait par la dilatation de la vapeur dans un ou plusieurs pistons et par le report du travail qui en découle sur un volant ;

cycle organique de Rankine : un cycle fermé où, comme dans une centrale électrique classique, une matière est réchauffée jusqu'à atteindre un état gazeux à haute pression, puis est détendue en passant dans une turbine et est condensée. Alors que, dans des centrales électriques classiques, cette matière consiste toujours dans de l'eau réchauffée en vapeur, le cycle organique de Rankine fait appel à une matière qui a une valeur d'évaporation plus faible que l'eau (par ex. le butane ou l'ammoniac) et qui peut donc également, même à des températures relativement basses, être transformée dans un état gazeux et actionner une turbine ;

autres types et combinaisons de technologies qui satisfont à la définition d'installation de cogénération selon le décret électricité, à savoir « la production en un processus unique de chaleur et d'électricité et/ou d'énergie mécanique ».

80. Chaque fournisseur d'électricité-détenteur d'accès actif en Flandre doit satisfaire à l'obligation annuelle de certificats cogénération (« obligation de quota cogénération »)⁵⁴. Il le fait en soumettant annuellement un nombre de certificats cogénération à la VREG pour le 31 mars de l'année n+1. Le nombre de certificats à soumettre est calculé par la VREG sur la base de la quantité totale d'électricité (en MWh) prélevée durant une année calendrier n spécifique aux points de prélèvements situés en Région flamande auxquels la partie concernée était enregistrée en tant que détenteur d'accès, multipliée par le pourcentage de quota. Le pourcentage de quota pour l'année écoulée et les années suivantes est égal à 11,20 %.

81. Si un détenteur d'accès soumet le nombre exact de certificats de soutien cogénération, il satisfait à son obligation de certificats. S'il fournit trop peu de certificats de soutien, il devra payer une amende administrative⁵⁵ par certificat manquant. Les amendes administratives sont versées au fonds Energie. Ce fonds est entre autres utilisé pour la politique en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie, le soutien de la cogénération et des sources d'énergie renouvelable, et les mécanismes flexibles du protocole de Kyoto.

3.3.2.2. Bruxelles (source : Bruqel)

82. Afin d'encourager la production d'électricité verte, la Région de Bruxelles-Capitale a mis en place un marché de « certificats verts » (CV).

- d'une part, les producteurs d'électricité verte peuvent recevoir des CV à condition que leur installation ait été préalablement certifiée par Bruqel⁵⁶. Ces CV délivrés forment la partie « offre » du marché.
- d'autre part, les fournisseurs doivent remettre chaque année un certain nombre de CV à Bruqel. Cette obligation, intitulée « retour quota », constitue la partie « demande » du marché.

L'offre et la demande de CV se rencontrent donc sur le marché et aboutissent à un prix de marché. Les fournisseurs doivent prévoir des certificats verts pour remplir leur obligation, principalement en les achetant sur le marché à des producteurs bruxellois et éventuellement en les produisant eux-mêmes grâce à leurs propres installations de production à Bruxelles. En fin de compte, les fournisseurs répercutent les coûts de leur obligation de retour quota sur l'ensemble des clients finaux. Bruqel joue un rôle-clé dans ce système, car il assure les calculs et les octrois, organise le retour quota et gère les transactions liées aux CV sur le marché.

⁵⁴ Plus d'explications sur l'obligation de certificats figurent à l'art. 7/01/2011 du décret énergie et dans la communication annuelle de la VREG au sujet du calcul des quotas et de la procédure de soumission.

Tous les certificats de soutien cogénération délivrés ne sont pas acceptables dans le cadre de l'obligation de certificats. Les installations de cogénération mises en service ou modifiées de manière substantielle avant 2002 reçoivent notamment des certificats de soutien cogénération qui ne sont pas acceptables. Les installations qui n'ont plus droit à des certificats de soutien cogénération acceptables peuvent toutefois encore demander des garanties d'origine pour l'énergie produite à partir d'une cogénération qualitative. En outre, chaque installation de cogénération dont la date de mise en service est antérieure au 1^{er} janvier 2013 reçoivent, à compter de 4 ans suivant la mise en service ou la modification substantielle, de moins en moins de certificats de soutien cogénération acceptables, et de plus en plus de certificats non acceptables. On appelle cela « la dégressivité ».

⁵⁵ Le prix de l'amende est fixé à l'article 13.3.5, §1^{er} du décret Energie.

⁵⁶ A compter de leur date de certification, les nouvelles installations ont droit à des CV pendant 10 ans.

83. Le principe de base régissant l'octroi de CV est l'économie de CO₂ produit par l'installation. Le détenteur d'une installation certifiée reçoit un certificat vert à chaque fois qu'il économise 217 kg de CO₂. Il en résulte, pour une installation qui ne consomme pas de carburant (photovoltaïque, éolienne, hydraulique), un calcul très simple, ayant pour résultat l'octroi d'1,81 certificat vert par mégawattheure produit (CV/MWh). Il s'agit du « taux d'octroi de base ». Afin de stimuler l'investissement dans certaines technologies spécifiques, des coefficients multiplicateurs (CM) sont appliqués au calcul de base. Ils sont contrôlés chaque année en septembre et servent de base pour maintenir un rendement forfaitaire de 7 ans pour le photovoltaïque et de 5 ans pour les installations de cogénération prises en considération⁵⁷. Si Brugel constate un écart de 20 % des paramètres pendant l'année, le coefficient multiplicateur peut être revu à tout moment. Dans la pratique, les installations photovoltaïques d'une puissance de 5 kWc ou moins qui sont en service depuis le 1^{er} février 2016 ont droit à un coefficient multiplicateur de 1,65, ce qui correspond à un octroi de 3 CV par MWh produit. Depuis le 1^{er} janvier 2021 ces installations donnent droit à un coefficient multiplicateur de 1,32, ce qui correspond à un octroi de 2,7 CV par MWh produit. En pratique, les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure ou égale à 5kWc et mises en service à partir du 1^{er} janvier 2022 ont droit à 2,7 CV/MWh produit. En septembre 2021, BRUGEL a proposé d'adapter à la hausse le taux d'octroi de certificats verts de 4% à 15%, selon la catégorie de puissance de l'installation. Ce nouveau régime ne s'applique qu'aux nouvelles installations.

84. Les fournisseurs doivent remettre chaque année un certain nombre de CV à Brugel. Le nombre précis de CV qu'un fournisseur doit remettre à Brugel est calculé selon un pourcentage, le quota⁵⁸, de sa fourniture totale de MWh durant l'année concernée. Si un fournisseur remet trop peu, voire aucun certificat par rapport à son obligation légale, Brugel inflige une amende de 100 € par certificat manquant. En fin de compte, les fournisseurs répercutent les coûts de leur obligation de retour quota sur l'ensemble des clients finals.

3.3.2.3. Wallonie (source : CWaPE)

85. Tout site de production d'électricité verte doit faire l'objet d'une demande préalable d'octroi (DPO) de certificats verts (CV) à la CWaPE. Un certificat de garantie d'origine (CGO) établi par un organisme de contrôle agréé doit être joint à la demande afin d'attester de la conformité de l'installation. Une fois la demande acceptée, le site est enregistré dans la banque de données de la CWaPE et pourra bénéficier d'un octroi de CV pendant une période de 10 ou 15 ans :

- trimestriellement, le producteur transmet les relevés de comptage à la CWaPE. Sur cette base, la CWaPE octroie des CV pour le site de production. En possession des CV, le producteur peut négocier leur vente⁵⁹ avec tout acheteur actif sur le marché des CV, indépendamment de la vente de l'électricité physique produite (4). Ces CV ont une durée de validité de 5 ans ;

⁵⁷ Les installations de cogénération à haut rendement certifiées au gaz naturel qui fournissent plus de 75 % de leur chaleur utile en termes de MWh fournis à plusieurs clients résidentiels et qui ont prouvé à BRUGEL leur bon dimensionnement bénéficient d'un coefficient multiplicateur.

⁵⁸ Arrêté du gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale modifiant l'arrêté du gouvernement de la Région de Bruxelles-Capitale du 29 novembre 2012 fixant les quotas de certificats verts pour les années 2013 et suivantes

⁵⁹ Comme solution alternative à la vente des CV, un système d'obligation d'achat des CV par le gestionnaire de réseau de transport local à un prix minimum garanti de 65 € a été prévu dans le décret. Ces CV sont alors annulés et ne peuvent être revendus sur le marché des CV.

- trimestriellement, les fournitures d'électricité en Wallonie déclarées par les fournisseurs et pour partie mesurées par les gestionnaires de réseau sont transmises à la CWaPE. Sur la base de ces informations, les fournisseurs et gestionnaires de réseau sont tenus de rendre à la CWaPE un quota⁶⁰ de CV proportionnel à la quantité d'électricité fournie sur le trimestre en Région wallonne.

86. Tout fournisseur⁶¹ fournit chaque trimestre⁶² à la CWaPE un nombre de CV correspondants à délivrer pour le nombre de MWh fournis à ses clients finals en Wallonie multiplié par le quota en vigueur⁶³. Pour les gestionnaires de réseau, le quota est applicable à leurs propres consommations électriques et, le cas échéant, à l'électricité fournie aux clients finals alimentés par ceux-ci. Pour le détenteur d'une licence limitée à sa propre fourniture, le quota est applicable sur la base de l'électricité consommée ayant transité sur le réseau de transport, le réseau de transport local ou un réseau de distribution. Le pourcentage de quota pour l'année écoulée et les années suivantes est égal à :

01/01/2016-31/12/2016: 32,40%	01/01/2019-31/12/2019: 37,28%	01/01/2022-31/12/2022: 39,33%
01/01/2017-31/12/2017: 34,03%	01/01/2020-31/12/2020: 38,38%	01/01/2023-31/12/2023: 39,80%
01/01/2018-31/12/2018: 35,65%	01/01/2021-31/12/2021: 38,85%	01/01/2024-31/12/2024: 40,28%

Si le quota n'est pas atteint, la CWaPE infligera une amende au fournisseur pour le trimestre concerné. Le montant de cette amende⁶⁴ correspond actuellement à 100 € par certificat vert manquant.

3.4. TRANSPORT

87. Les tarifs du réseau de transport sont ceux qui sont appliqués par les gestionnaires du réseau de distribution, hors prélèvements publics. Ils reposent sur les tarifs de transport approuvés pour Elia Transmission Belgium, tels que calculés par les gestionnaires de réseau de distribution sur la base :

- des spécifications techniques de leur réseau (en tenant compte des pertes en pourcentage de la distribution, d'un coefficient d'injection (à partir de mars 2016 en Flandre) et de soldes du passé pour ce qui est du tarif d'utilisation du réseau de transport) ;
- du groupe de clients spécifique⁶⁵;

⁶⁰ Ce quota est exprimé en pourcentage représentant le rapport entre le nombre de certificats verts à produire et le nombre de MWh électriques fournis aux clients finals situés sur le territoire de la Région wallonne. Exemple : lorsque le quota est de 23,10 %, un fournisseur qui vend 100 MWh à des clients finals doit fournir 23,10 certificats verts à la CWaPE.

⁶¹ Depuis le 1^{er} juillet 2014 et suite à la modification de l'article 25 de l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006, les consommations propres des fournisseurs (hors énergie électrique absorbée par l'opération de pompage dans les centrales de pompage/turbinage) pour leur usage propre sont également soumises au quota.

Les quotas fixés sont des quotas « nominaux » et ne tiennent pas compte des possibilités de réduction pour les fournisseurs qui alimentent les sièges d'exploitation d'entreprises répondant aux conditions d'octroi de la réduction de quota de CV. Il est ainsi à noter que depuis le 1^{er} juillet 2014, la fourniture à des clients protégés régionaux est exonérée du quota. Lorsqu'il est tenu compte des réductions accordées, le quota devient alors un quota « effectif ».

Les CV comptabilisés dans les quotas sont limités aux CV octroyés en Wallonie.

⁶² avant la fin du deuxième mois suivant le trimestre écoulé : le 31 mai, le 31 août, le 30 novembre et le 28 février

⁶³ Le quota à atteindre par les fournisseurs et les gestionnaires de réseau est fixé par l'arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006, art. 25, §3.

⁶⁴ art. 25 de l'arrêté du gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité verte

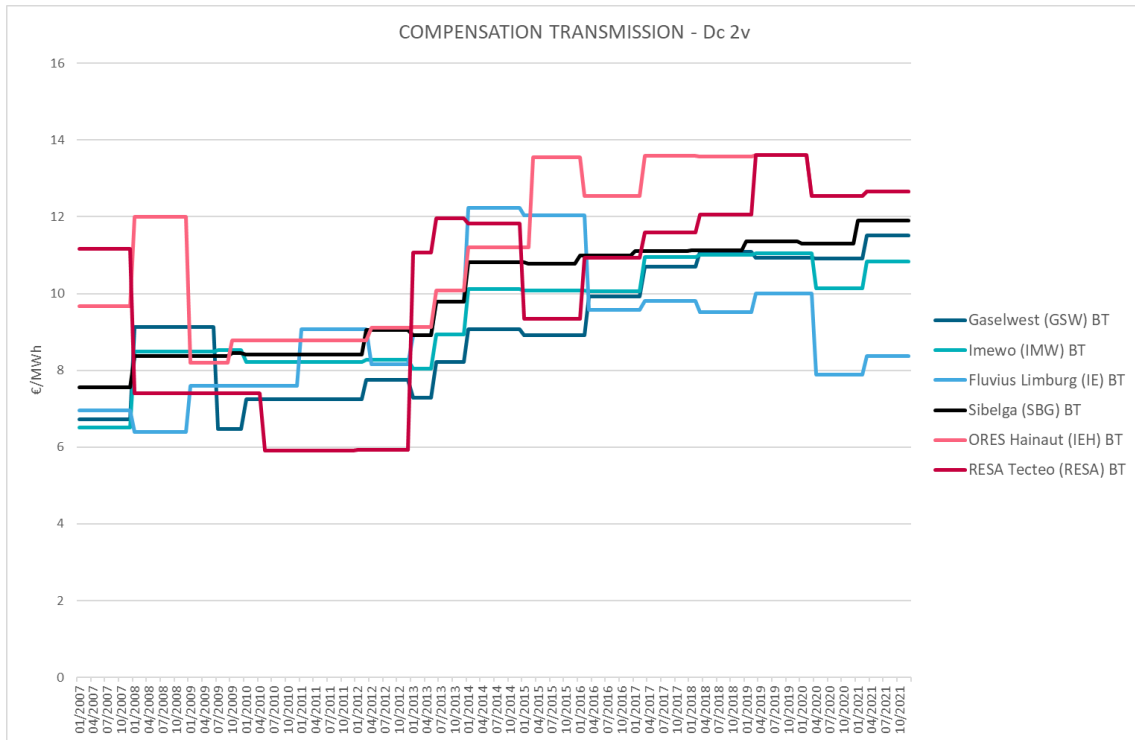
⁶⁵ Les coûts de réseau de transport sont identiques pour les clients basse tension (clients-types Dc 2v et Ic). Le client-type Ic1 bénéficie d'une tarification moyenne tension en fonction de la puissance prélevée, sauf dans la zone de Sibelga. Sibelga applique une tarification moyenne qui n'est pas différenciée entre les différents groupes de clients (voir plus bas à la note de bas de page 66).

- du mode de tarification⁶⁶.

3.4.1. Représentation graphique de l'évolution

88. Les graphiques 38 à 40 rendent compte de l'évolution des tarifs de réseau de transport (hors prélèvements publics), en € par MWh, respectivement pour un client-type Dc 2v, Ic et Ic1 pour les différents gestionnaires de réseau de distribution.

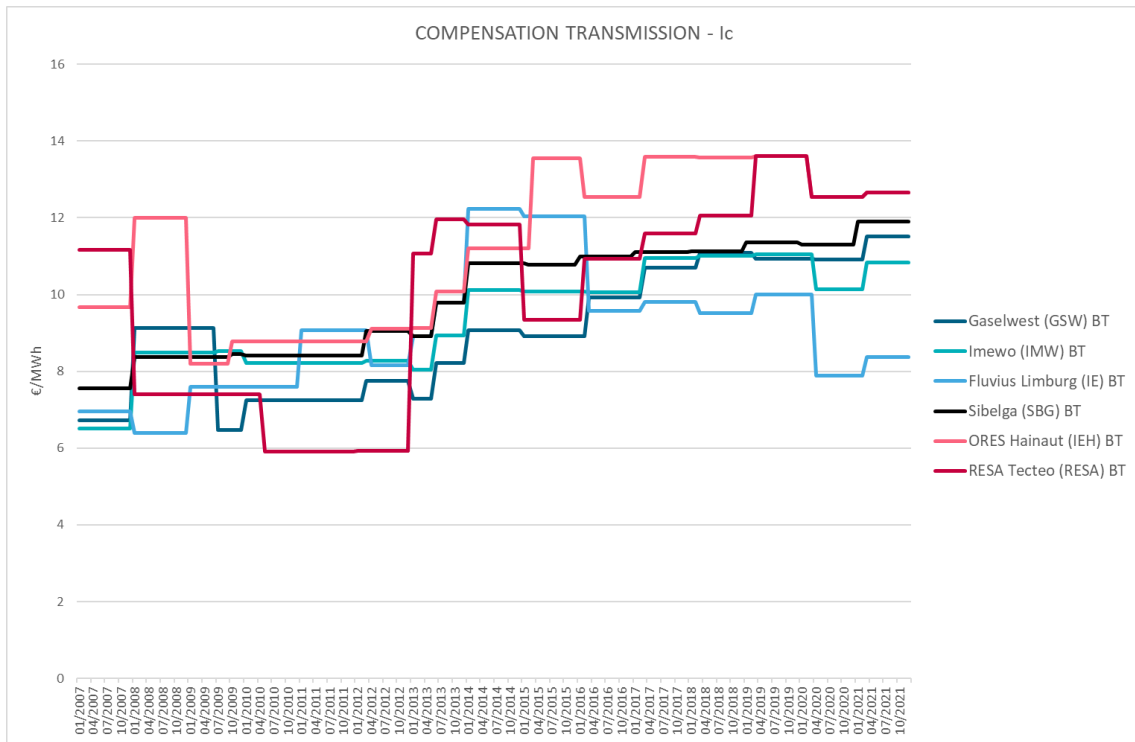
Graphique 38: évolution du tarif de réseau de transport, Dc 2v



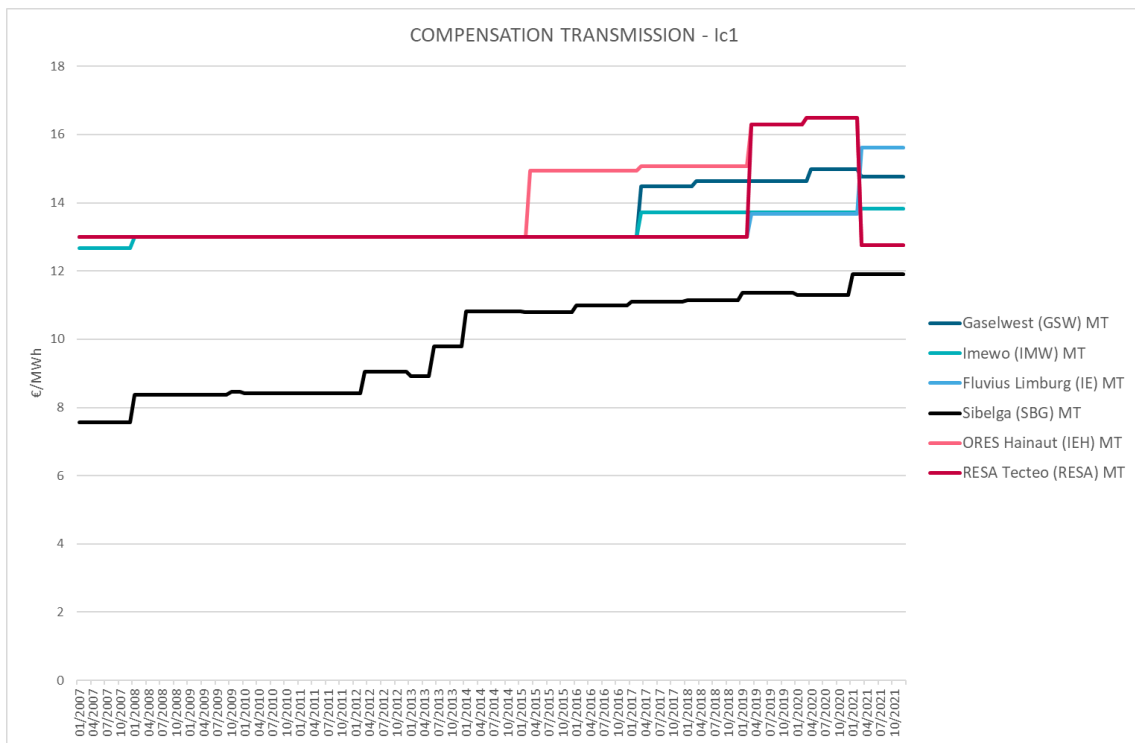
⁶⁶ On distingue en effet deux grands modes de tarification :

- une tarification moyenne (selon le nombre de kWh et indifférenciée par groupe de clients) appliquée par Sibelga ;
- une tarification différenciée par groupe de clients (en tenant compte de la puissance prélevée) appliquée par les autres gestionnaires de réseau de distribution de la sélection.

Graphique 39: évolution du tarif de réseau de transport, Ic



Graphique 40: évolution du tarif de réseau de transport, Ic1



3.4.2. Historique et composition – basse tension

89. L'évolution des tarifs de réseau de transport affiche en principe une certaine uniformité avec les évolutions tarifaires des tarifs de réseau approuvés pour Elia Transmission Belgium. On distingue plusieurs périodes dans cette évolution.

Une **première période** débute en 2008, lorsque les tarifs de réseau de transport ont été fixés pour la première fois pour une période régulatoire de quatre ans.

La hausse des tarifs du réseau de transport en 2008 s'explique principalement par :

- l'inflation sur quatre ans des coûts due à la hausse des investissements ;
- le report de l'excédent/du déficit de 2004-2006 a été comptabilisé sur quatre ans au lieu d'un an.

Cette hausse en 2008 apparaît clairement en Flandre (chez Gaselwest et Imewo mais pas chez InterEnergia) et à Bruxelles (Sibelga). La baisse des tarifs chez InterEnergia s'explique notamment par l'intégration des excédents/déficits d'exploitation du réseau 70 kV dans les tarifs de réseau de transport cascades. Ensuite, le tarif pour InterEnergia augmente à nouveau en 2009 et 2011 à la suite des transferts du réseau 70 kV dans les tarifs de transport.

L'évolution plus différenciée constatée (en 2007 et 2008) en Wallonie est liée aux difficultés auxquelles ont été confrontés les gestionnaires de réseau de distribution pour réaliser une extrapolation vers un marché libéralisé à 100 %, alors que cela ne concernait qu'une partie des clients (vu que le gestionnaire de réseau de distribution d'Elia Transmission Belgium ne recevait qu'une facture pour la partie de ses clients entrant en considération). Une de ces difficultés portait sur l'estimation de l'envergure de l'effet d'accroissement de la puissance prélevée par tous les clients. C'est pourquoi Ores Hainaut Electricité (anciennement IEH) a procédé à une estimation trop élevée des tarifs de transport pour 2007 et 2008. La correction de cette estimation trop élevée a entraîné une baisse du tarif en 2009. La forte baisse constatée dans le domaine des tarifs 2008 chez Resa Tecteo est liée au constat d'un important excédent⁶⁷ réalisé au cours de l'exercice 2007, première année où tous les clients entraient en considération, de telle sorte que Resa Tecteo a été contraint de revoir les paramètres de sa tarification.

Durant une **deuxième période**, Elia Transmission Belgium possède un nouveau tarif pluriannuel approuvé pour la période 2012-2015. La hausse des tarifs du réseau de transport d'Elia Transmission Belgium est due :

- aux grands projets d'infrastructure (tels que Stevin⁶⁸, Nemo⁶⁹ et Alegro⁷⁰) qui donnent lieu à une hausse des coûts du financement, du personnel et des études ;
- aux prix plus élevés des services auxiliaires ;
- à une baisse de la consommation électrique en raison de la crise économique et de la production décentralisée, entraînant une répartition des coûts sur une consommation plus limitée.

Dans le cadre du principe de cascade⁷¹ et étant donné que les nouveaux tarifs du réseau de transport d'Elia Transmission Belgium sont supérieurs aux tarifs appliqués en 2011, les gestionnaires du réseau

⁶⁷ un excédent qui doit être remboursé pendant l'exercice suivant

⁶⁸ Le **projet Stevin** prévoit l'extension du réseau 380 kV entre Zomergem et Zeebrugge. Cette extension est nécessaire, entre autres, pour amener l'énergie éolienne des parcs offshore sur la terre ferme et pour la transporter vers l'intérieur du pays

⁶⁹ Le **projet Nemo** prévoit la liaison en courant continu sous-marin entre le Royaume-Uni et la Belgique.

⁷⁰ Le **projet Alegro** prévoit la construction d'une liaison en courant continu entre les réseaux allemand et belge.

⁷¹ Ces nouveaux tarifs pour le réseau de transport exercent un effet à la hausse sur la facturation des coûts liés au transport auprès des gestionnaires du réseau de distribution.

de distribution ont soumis au régulateur une proposition d'adaptation du tarif pour la facturation des coûts de transport durant le printemps 2012⁷². Il ressort du graphique 38 que les coûts du réseau de transport ont augmenté auprès de tous les gestionnaires du réseau de distribution à l'exception d'InterEnergia. Cet écart est dû au fait qu'à compter de 2012, les coûts du réseau 70 kV d'InterEnergia sont intégrés dans le tarif d'Elia. Cela signifie que les coûts de ce réseau de 70 kV sont répartis à travers toute la Belgique, contrairement à 2011, année durant laquelle ces coûts ont été ajoutés au tarif du réseau de transport d'InterEnergia. On observe, de ce fait, une diminution des coûts de réseau de transport pour InterEnergia.

En 2013, deux périodes sont à distinguer :

- tarifs applicables du 1^{er} janvier au 31 mai 2013 :

Durant cette période, les tarifs de réseau de transport ont baissé en Flandre suite à une diminution du tarif de la puissance souscrite, sauf chez InterEnergia où le tarif de la puissance souscrite et le tarif du service de support compensation des pertes ont par contre augmenté. A Bruxelles, le tarif de réseau de transport est en baisse par rapport à 2012. En Wallonie, une hausse de prix du tarif de transport est constatée suite à une hausse de la puissance souscrite et complémentaire.

- tarifs applicables du 1^{er} juin au 31 décembre 2013 :

A partir du 1^{er} juin 2013, les tarifs de réseau de transport de l'ensemble des GRD sont en hausse suite à une augmentation du tarif de gestion de système et du tarif service auxiliaire réglage primaire.

En janvier 2014, les tarifs de transport des gestionnaires de réseau de distribution ont été réactualisés. Les tarifs de transport des gestionnaires de réseau de distribution en Flandre étaient en hausse suite à une augmentation du tarif de la puissance souscrite. A Bruxelles, le tarif de réseau de transport a également augmenté. Pour ce qui est de la Wallonie, une hausse a été observée chez Ores Hainaut Electricité suite à l'augmentation du tarif de la puissance souscrite, alors que ce poste est en baisse chez Resa Tecteo.

Lors de l'actualisation annuelle des tarifs de réseau de transport chez les gestionnaires de réseau de distribution en 2015⁷³, une légère baisse a été ressentie en Flandre, à Bruxelles et chez Resa, tandis qu'une faible hausse a été constatée chez Ores Hainaut Electricité en Wallonie, suite à l'augmentation du tarif pour l'utilisation du réseau.

Une **troisième période** débute en janvier 2016⁷⁴, avec un nouveau tarif pluriannuel approuvé pour la période 2016-2019, lors de laquelle une nouvelle structure tarifaire a été instaurée par Elia Transmission Belgium⁷⁵. En Flandre, les tarifs de réseau de transport sont restés quasi constants ou ont légèrement diminué ; à Bruxelles, on a assisté à une très faible augmentation, tandis qu'en Wallonie, on a constaté une baisse chez Ores Hainaut Electricité et une hausse chez Resa Tecteo.

⁷² Les nouveaux tarifs sont d'application depuis mars 2012 (Gaselwest, Imewo et Sibelga) et avril 2012 (InterEnergia et ORES Hainaut Electricité).

⁷³ Flandre : 01/2015, Bruxelles : 02/2015, Wallonie : 03/2015

⁷⁴ Flandre : 03/2016, Bruxelles : 01/2016, Wallonie : 02/2016

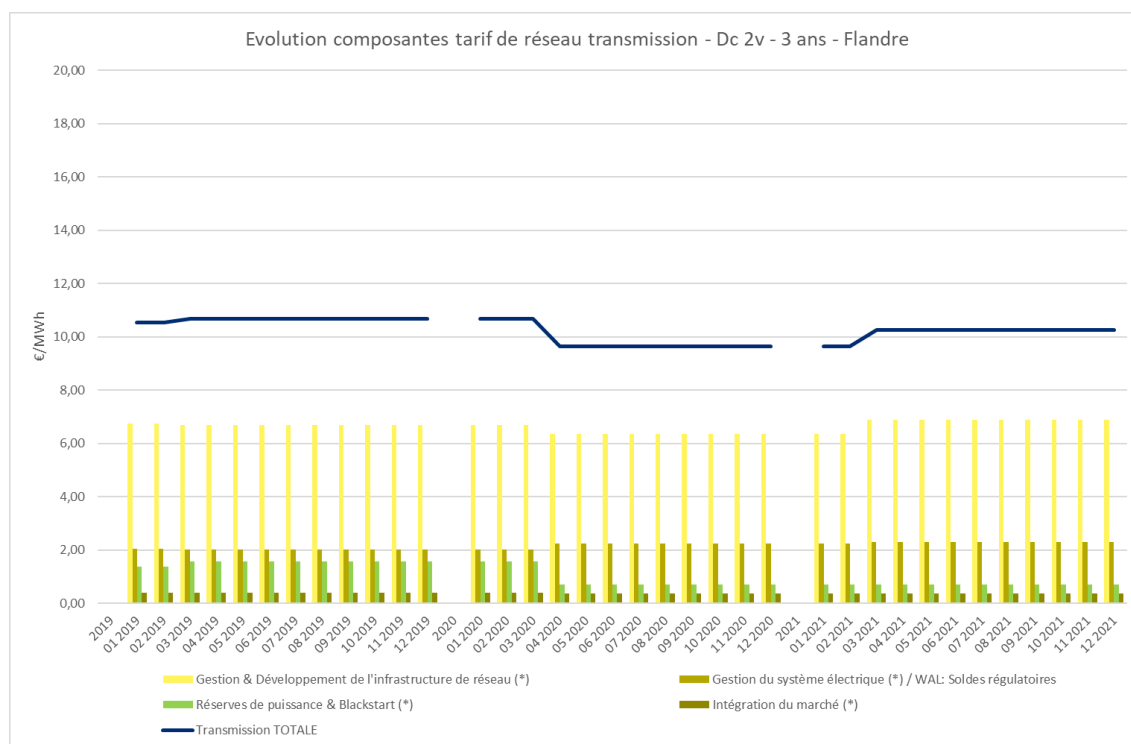
⁷⁵ Alors qu'il était question auparavant d'un tarif pour l'utilisation du réseau et d'un tarif pour les services auxiliaires, la répartition suivante s'applique désormais : tarifs pour la gestion et le développement des infrastructures du réseau, tarif pour la gestion du système électrique, tarif pour le prélèvement complémentaire d'énergie réactive, tarif pour la réserve de puissance et le blackstart, et tarif pour l'intégration de marché.

S'agissant des tarifs de réseau de transport actualisés de 2017⁷⁶, nous constatons qu'ils ont augmenté dans toutes les régions. En 2018⁷⁷, les tarifs de réseau de transport actualisés sont restés stables ou ont très légèrement augmenté dans toutes les régions. En 2019⁷⁸, les tarifs de réseau de transport sont restés quasi stables en Flandre et à Bruxelles. La Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau à partir de mars 2019 et elle a également actualisé les tarifs.

Une **quatrième période** commence en janvier 2020⁷⁹ avec de nouveaux tarifs de réseau de transport approuvés pour la période 2020-2023. Globalement, on observe en 2020 une diminution des tarifs dans toutes les régions. Cependant, en 2021⁸⁰, on observe de nouveau une augmentation dans toutes les régions.

90. Les graphiques 41 et 42 rendent compte de l'évolution des tarifs de réseau de transport (hors prélèvements publics) durant les trois dernières années, avec une répartition des différentes composantes par région⁸¹.

Graphique 41: Evolution des tarifs de réseau de transport Dc 2v, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Flandre



⁷⁶ Flandre : 03/2017, Bruxelles : 01/2017, Wallonie : 03/2017

⁷⁷ Flandre : 03/2018, Bruxelles : 01/2018, Wallonie : 03/2018

⁷⁸ Flandre : 03/2019, Bruxelles : 01/2019, Wallonie : 03/2019

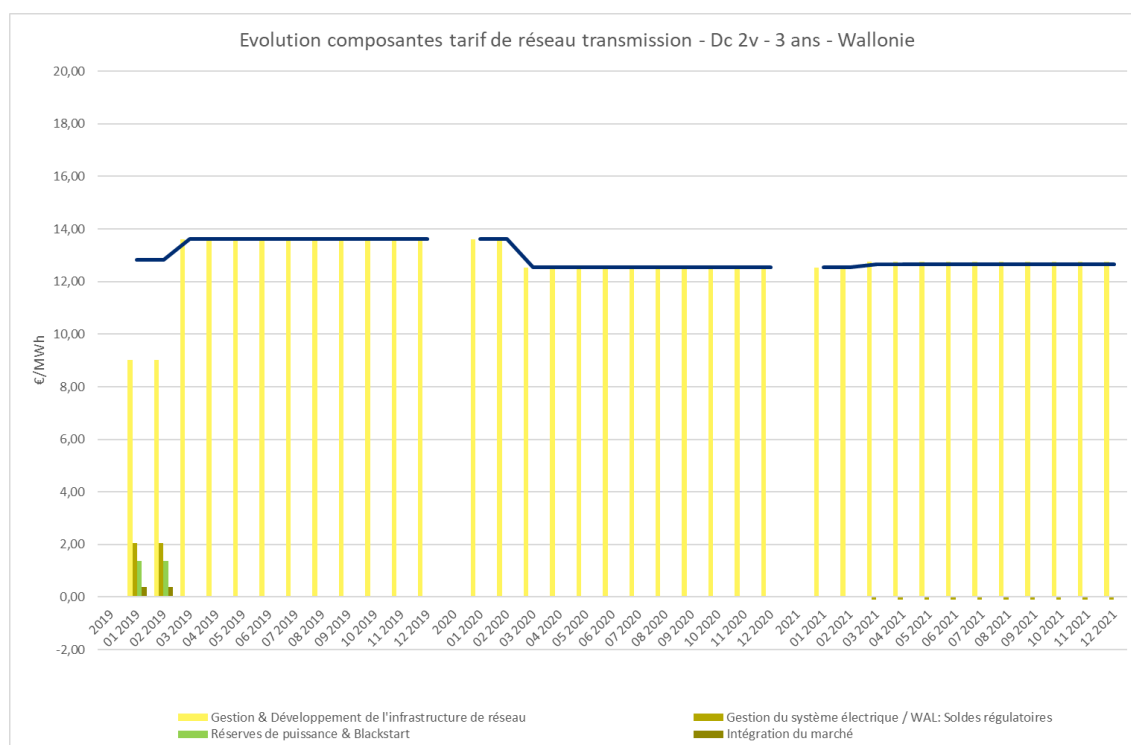
⁷⁹ Flandre : 04/2020, Bruxelles : 01/2020, Wallonie : 03/2020

⁸⁰ Flandre : 03/2021, Bruxelles : 01/2021, Wallonie : 03/2021

⁸¹ Aucune fiche tarifaire détaillée n'étant disponible sur le site Internet du régulateur régional Sibelga, il n'a pas été possible de dresser ce graphique!

S'agissant de 2019, il convient de mentionner qu'une nouvelle structure tarifaire est entrée en vigueur en Wallonie à partir de mars 2019. En conséquence, tous les postes tarifaires d'Elia ont été transmis via un seul poste tarifaire, à savoir "gestion et développement de l'« infrastructure de réseau »!

Graphique 42: Evolution des tarifs de réseau de transport Dc 2v, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Wallonie



3.4.3. Historique et composition – moyenne tension

91. Pour un client Ic1 (graphique 40), les tarifs de réseau de transport suivent depuis 2007 le prix maximal fixé par les gestionnaires de réseau de distribution. Ce prix maximum, hors contribution fédérale, s'élève à 13,00 €/MWh. Ce prix maximum pour un client-type Ic1 résulte de la faible durée d'utilisation (1.600 heures par an).

Cependant, Sibelga n'applique pas ce prix maximum. Il applique une tarification moyenne qui n'est pas différenciée entre les différents groupes de clients.

Depuis 2015, Ores Hainaut Electricité applique également un autre tarif, soit 14,94 €/MWh. En 2017 et 2018, ce tarif était de 15,07 €/MWh. À partir de mars 2019, le tarif d'Ores Hainaut Électricité et de Resa Tecteo a augmenté et est passé à 16,30 €/MWh et à partir de mars 2020, il est passé à 16,50 €/MWh. L'application de prix maximum dans le cadre des tarifs de transport a été supprimée par la CWaPE depuis le 1er mars 2021 ; ce sont donc les tarifs relatifs aux heures normales (« simple tarif ») qui seront appliqués, à savoir 12,76 €/MWh.

A compter de 2017, les gestionnaires de réseau de distribution flamands mixtes (Gaselwest et Imewo) ont également appliqué un autre tarif, à savoir 14,48 €/MWh chez Gaselwest et 13,72 €/MWh chez Imewo. En 2018, le tarif Gaselwest a augmenté à 14,64 €/MWh. À partir de mars 2019, le tarif d'InterEnergia a augmenté et est passé à 13,67 €/MWh. En mars 2020, seul le tarif de Gaselwest augmente légèrement à 14,99 €/MWh. En mars 2021, le tarif de Gaselwest a diminué à 14,76 €/MWh, tandis que les tarifs d'Imewo et d'InterEnergia ont augmenté à 13,83 €/MWh et 15,62 €/MWh, respectivement.

3.5. DISTRIBUTION

92. Il s'agit en l'occurrence des tarifs de réseau de distribution tels qu'approuvés par les régulateurs régionaux, hors prélèvements publics. Les tarifs de réseau de distribution sont les tarifs qui sont payés pour le transport d'énergie à partir du réseau haute tension (électricité) ou du réseau haute pression (gaz naturel) et pour les services y afférents. Ces coûts portent sur la pose, le développement, l'entretien et l'élargissement des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel. Ils comprennent tous les coûts réels de gestion des réseaux de distribution, ainsi qu'une indemnité raisonnable pour le capital investi. Les tarifs de réseau de distribution reflètent les coûts du gestionnaire de réseau de distribution, répartis entre les groupes de clients (basse tension, moyenne tension...) et en fonction des volumes de consommation attendus des clients du gestionnaire de réseau de distribution. Ils sont répercutés dans la facture du fournisseur d'énergie. Le tarif inclut également de nombreux coûts dont les gestionnaires de réseau doivent s'acquitter pour se conformer à des décisions politiques prises par l'autorité fédérale et/ou régionale : par exemple, achat de certificats verts à des prix minimaux, octroi de subventions et d'aides pour des mesures d'économies d'énergie,...

93. Le tarif de réseau de distribution est constitué des sous-composantes suivantes:

- utilisation du réseau ;

Cette sous-composante comprend le tarif pour la puissance souscrite et complémentaire, le tarif pour la gestion du système et le tarif pour les activités de mesure et comptage.

- obligations de service public⁸² ;

Cette sous-composante reflète la partie des tarifs de réseau de distribution qui est imputable aux obligations de service public (OSP) imposées par les autorités régionales.

- services auxiliaires ;

Cela concerne la partie des tarifs de réseau de distribution couvrant les coûts de compensation des pertes du réseau de distribution.

- charges de pensions non capitalisées ;

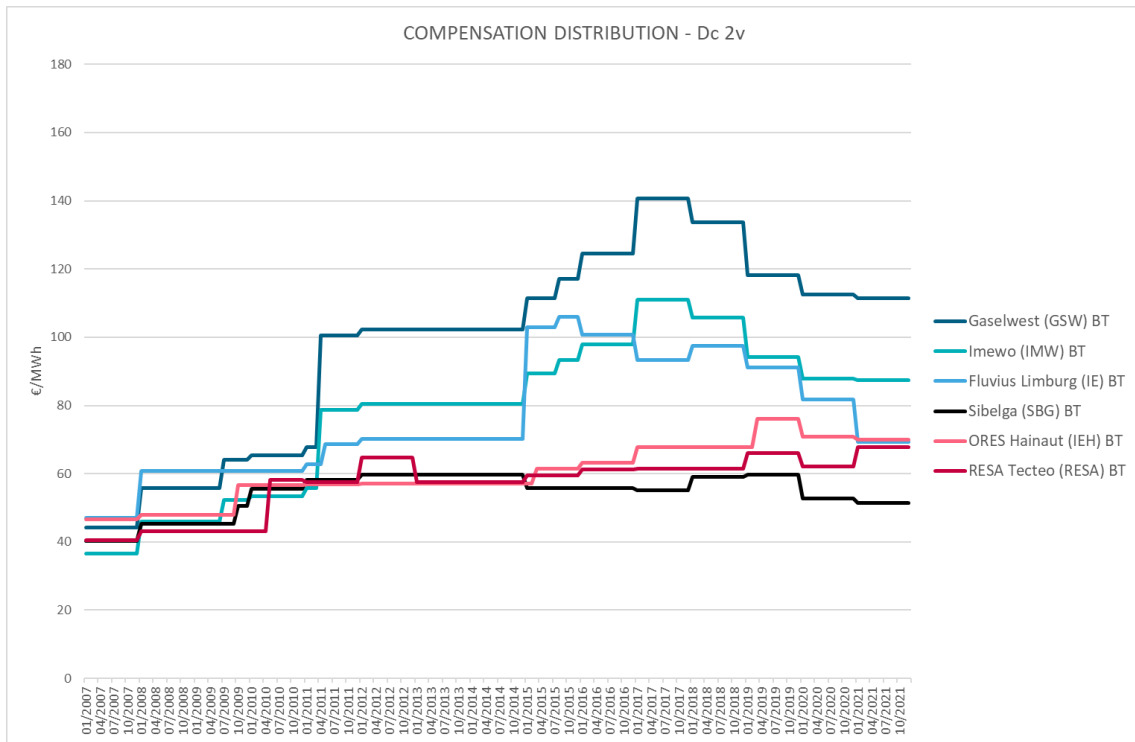
La Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau à partir de mars 2019. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires gestion du système, activités de mesure et comptage, compensation des pertes de réseau et charges de pensions complémentaires non capitalisées ont disparu. À partir de mars 2019, les coûts associés ont été répartis entre les termes « capacitaire », « fixe » et « proportionnel » du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Il existe également un nouveau poste tarifaire « soldes régulateurs », qui comprend la compensation des soldes historiques.

3.5.1. Représentation graphique de l'évolution

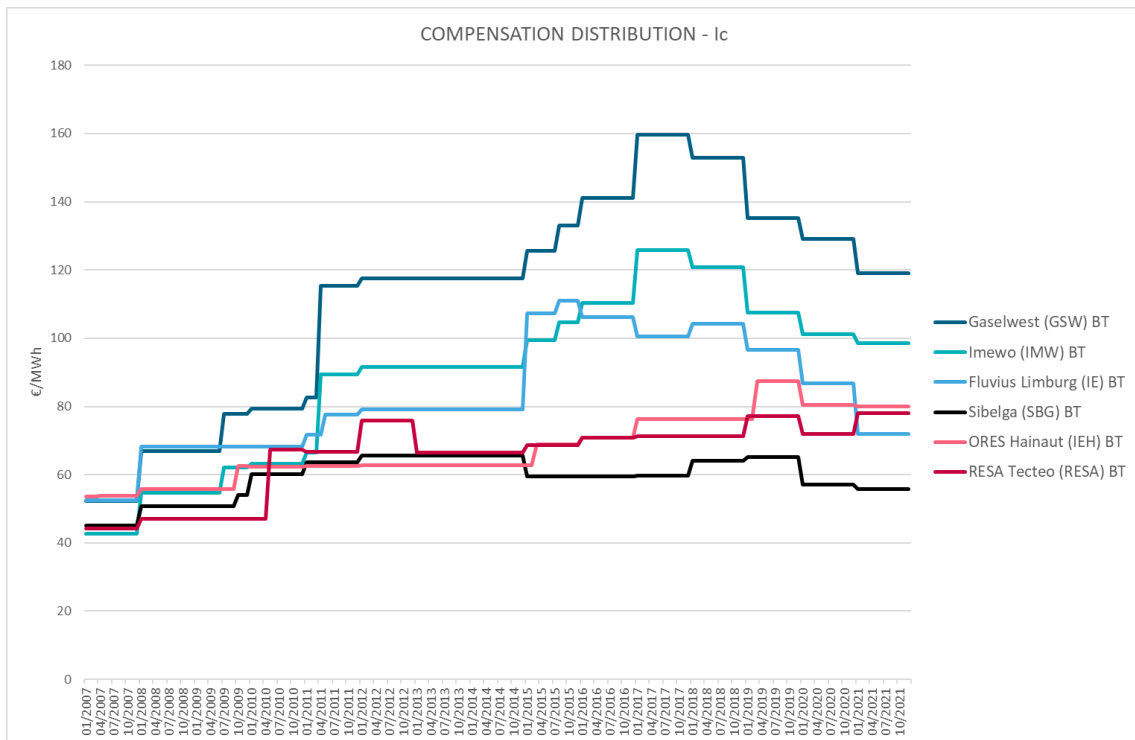
94. Les graphiques 43 à 45 rendent compte de l'évolution des tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics), en € par MWh, respectivement pour un client-type Dc 2v, Ic et Ic1 pour les différents gestionnaires de réseau de distribution.

⁸² S'il y a des tarifs approuvés, les obligations de service public constituent depuis 2009 une composante tarifaire séparée.

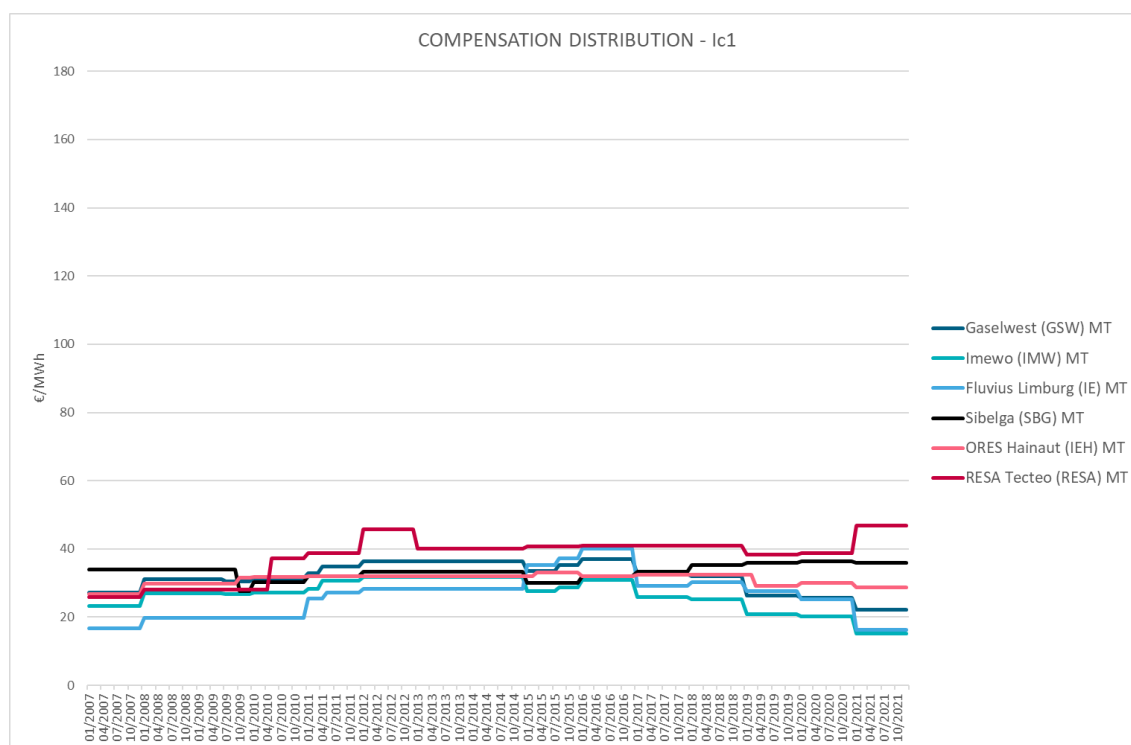
Graphique 43: évolution du tarif de réseau de distribution, Dc 2v



Graphique 44: évolution du tarif de réseau de distribution, Ic



Graphique 45: évolution du tarif de réseau de distribution, Ic1



3.5.2. Historique et composition – basse tension

95. L'évolution des tarifs de réseau de distribution varie fortement d'une zone de distribution à l'autre. On distingue plusieurs périodes dans cette évolution.

Une **première période** porte sur la hausse des tarifs de réseau de distribution entre 2007 et 2008, peut s'expliquer en partie par :

- les suites que la CREG a données aux arrêts rendus par la Cour d'appel en 2007 ;
- la signature d'un compromis avec les gestionnaires de réseau de distribution du secteur mixte.

L'accroissement des coûts de l'énergie pour la compensation des pertes de réseau, l'augmentation des coûts des obligations de service public et les charges financières ont renforcé cette hausse.

Une **deuxième période** porte sur l'augmentation des tarifs de réseau de distribution occasionnée par l'introduction des tarifs pluriannuels. L'arrêté royal du 2 septembre 2008⁸³ fixe les dispositions et la structure des tarifs pluriannuels et est à la base de l'augmentation des tarifs, notamment à la suite :

⁸³ Arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité (ci-après : arrêté royal du 2 septembre 2008).

- d'une rémunération équitable plus élevée par l'adaptation du facteur S (FP/RAB⁸⁴ au lieu de FP/FT⁸⁵);
- d'une indexation automatique des coûts approuvés dans les tarifs 2008 ;
- des amortissements sur plus-value ;
- du facteur X bien inférieur à l'inflation sur 4 ans et du panier des coûts gérables limité.

2009 était la première année de la période pluriannuelle 2009-2012. Les décisions du 18 novembre 2008 ont rejeté toutes les propositions de tarifs 2009-2012, de telle sorte que les tarifs 2008 ont été prolongés jusqu'à ce que les tarifs de réseau de distribution soient approuvés, ce qui différait d'un gestionnaire de réseau de distribution à l'autre. A partir de juillet 2009, il existait des tarifs de réseau de distribution approuvés pour 2009 pour Gaselwest et Imewo. Pour Sibelga et IEH, cela a été le cas en octobre 2009. Début 2010 et 2011, les tarifs pour ces gestionnaires de réseau de distribution augmentent légèrement à la suite de l'indexation.

Initialement, il n'y avait pas de tarifs approuvés pour Tecteo et InterEnergia. Ceux-ci ont, dès lors, contesté la décision relative aux tarifs imposés devant la Cour d'appel. Dans son arrêt du 22 septembre 2010, la Cour d'appel a annulé les tarifs 2008 imposés et a jugé que la proposition tarifaire introduite était valable de plein droit. Pour Tecteo, les tarifs basés sur la proposition de tarif introduite ont été pris en compte à partir de mai 2010⁸⁶, vu que Tecteo les facture effectivement. Avec InterEnergia, la CREG est arrivée à un accord mutuel. Des tarifs pluriannuels approuvés ont été fixés pour 2011 et 2012. Les tarifs 2008 imposés sont facturés jusque fin 2010, comme le montrent les graphiques 43 ou 44.

Une **troisième période** d'évolution des tarifs de réseau de distribution peut être observée en avril 2011 (chez Gaselwest et Imewo) et en mai 2011 (chez InterEnergia). Elle est occasionnée par la hausse des coûts des obligations de service public en lien avec l'obligation d'achat de certificats verts et par les obligations de service public URE⁸⁷.

Une quatrième période commence début 2012, lorsque les tarifs de tous les gestionnaires du réseau de distribution, à l'exception de Tecteo, augmentent légèrement en raison de l'indexation des tarifs de réseau de distribution. En 2013, les tarifs de tous les gestionnaires du réseau de distribution, à l'exception de Tecteo, ont été stables. Cette évolution est due à la prolongation des tarifs de réseau de distribution jusqu'en 2014. En ce qui concerne le tarif de Tecteo, il est en baisse par rapport à 2012. Cette diminution s'explique par une baisse du tarif de puissance basse tension souscrite et par une diminution de la surcharge pour charges de pension complémentaire non capitalisée car en 2012, Tecteo avait pu intégrer son bonus 2008. En 2014, les tarifs de tous les gestionnaires du réseau de distribution sont restés au même niveau qu'en 2013. Ceci est la conséquence de la prolongation des tarifs de réseau.

Une **cinquième période** porte sur la mise en œuvre des modalités de la sixième réforme de l'Etat. Suite à cette réforme de l'Etat, les régulateurs régionaux sont compétents depuis le 1^{er} juillet 2014 pour fixer une méthodologie tarifaire et approuver les tarifs de réseau de distribution pour l'électricité et le gaz naturel. A partir de début 2015, on voit dès lors les tarifs de réseau de distribution évoluer après une période de prolongation de deux ans.

⁸⁴ FP/RAB = fonds propres/actif régulé

⁸⁵ FP/FT= fonds propres/fonds totaux

⁸⁶ L'arrêt de la Cour d'appel avait un effet rétroactif jusqu'en mai 2010.

⁸⁷ URE = utilisation rationnelle de l'énergie ;

Les obligations de service public URE comprennent les primes URE, l'obligation de réaliser des scans énergétiques et l'obligation de réaliser des projets sociaux d'isolation des toits.

Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands (Gaselwest, Imewo et InterEnergia), les tarifs ont augmenté en janvier 2015. A partir d'août 2015, une nouvelle augmentation est à noter car, à partir de ce moment, les activités de réseau sont soumises à l'impôt des sociétés, qui est répercuté en Flandre dans les tarifs d'utilisation du réseau. Chez le gestionnaire de réseau de distribution bruxellois (Sibelga), les tarifs ont baissé en janvier 2015. Chez les gestionnaires de réseau de distribution wallons, les tarifs ont augmenté en janvier chez Resa Tecteo Gaz, ainsi qu'à partir de mars 2015 chez Ores Hainaut Gaz (anciennement IEH).

En 2016, on observe une hausse des tarifs de réseau de distribution chez les GRD mixtes tant en Flandre qu'en Wallonie (Gaselwest, Imewo et Ores Hainaut Electricité), ainsi que chez Resa-Tecteo en Wallonie. Les tarifs de réseau sont restés quasiment stables à Bruxelles, tandis qu'on observe une légère baisse chez InterEnergia en Flandre.

En 2017, on observe une hausse des tarifs de réseau de distribution chez les gestionnaires de réseau de distribution mixtes tant en Flandre qu'en Wallonie (Gaselwest, Imewo et Ores Hainaut). Les tarifs de réseau de distribution sont restés quasiment stables chez Resa Tecteo en Wallonie et à Bruxelles, tandis qu'on observe une légère baisse chez InterEnergia en Flandre.

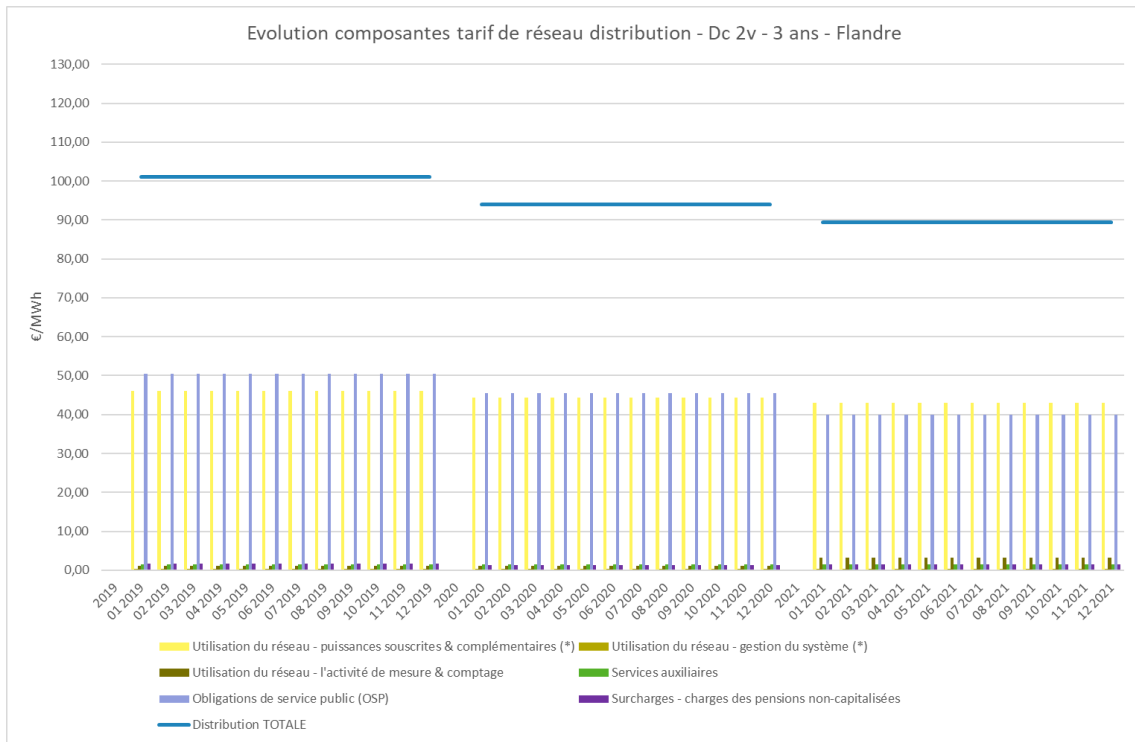
En 2018, la Flandre a connu une baisse globale des tarifs de réseau de distribution, Bruxelles a connu une légère augmentation et la Wallonie a maintenu en 2018 ses tarifs de réseau de distribution de 2017.

En 2019, on constate, en Flandre, une nouvelle baisse globale. À Bruxelles, les tarifs de réseau de distribution sont restés quasi stables et en Wallonie, on a observé une légère augmentation. La Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau à partir de mars 2019. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires suivants (gestion du système, activité de mesure et comptage, compensation des pertes de réseau et charges de pensions complémentaires non capitalisées) ont disparu. À partir de mars 2019, les coûts associés ont été répartis entre les termes « capacitaire », « fixe » et « proportionnel » du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Il existe également un nouveau poste tarifaire « soldes régulateurs », qui comprend la compensation des soldes historiques. En 2020, on observe une baisse des tarifs de réseau chez tous les gestionnaires de réseaux de distribution figurant dans cette étude. Les tarifs de réseau de distribution continuent de baisser en 2021 chez tous les gestionnaires de réseau de distribution, à l'exception de Resa Tecteo.

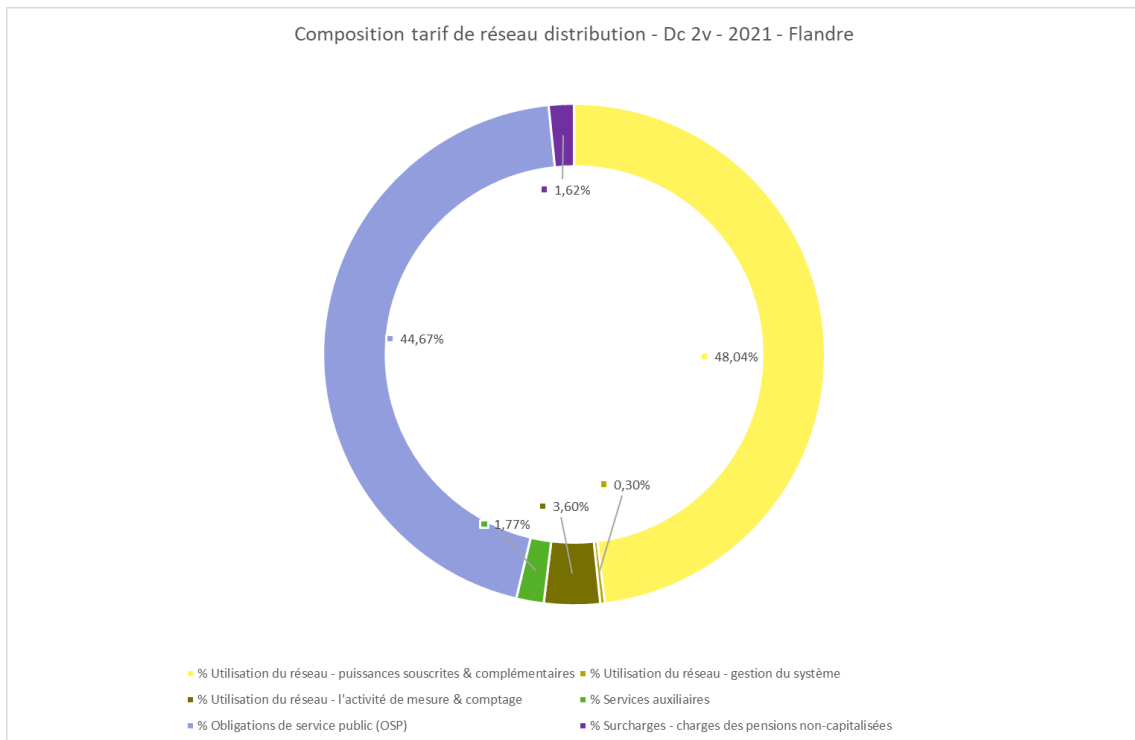
96. Les graphiques 46, 48 et 50 rendent compte de l'évolution des tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics) durant les trois dernières années, avec une répartition des différentes composantes par région⁸⁸. Les graphiques 47, 49 et 51 affichent plus de détails sur la composition du tarif de réseau de distribution pour la dernière année par région.

⁸⁸ S'agissant de 2019, il convient de mentionner qu'en Wallonie, à partir de 2019, une nouvelle structure tarifaire est entrée en vigueur. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires suivants (tarif pour la gestion du système, les activités de mesure et comptage, les tarifs pour les services auxiliaires (compensation des pertes de réseau) le tarif pour les charges de pensions complémentaires non capitalisées) ont disparu. Aux fins de la comparaison régionale et étant donné que l'ajustement n'a été effectué que dans le courant de l'année 2019, il a été décidé de conserver la structure tarifaire existante dans ces tableaux et d'intégrer la nouvelle structure tarifaire wallonne dans la structure existante, le poste tarifaire proportionnel étant imputé au tarif pour l'utilisation du réseau - la capacité souscrite et complémentaire et le terme fixe étant imputés au tarif des activités de mesure et comptage.

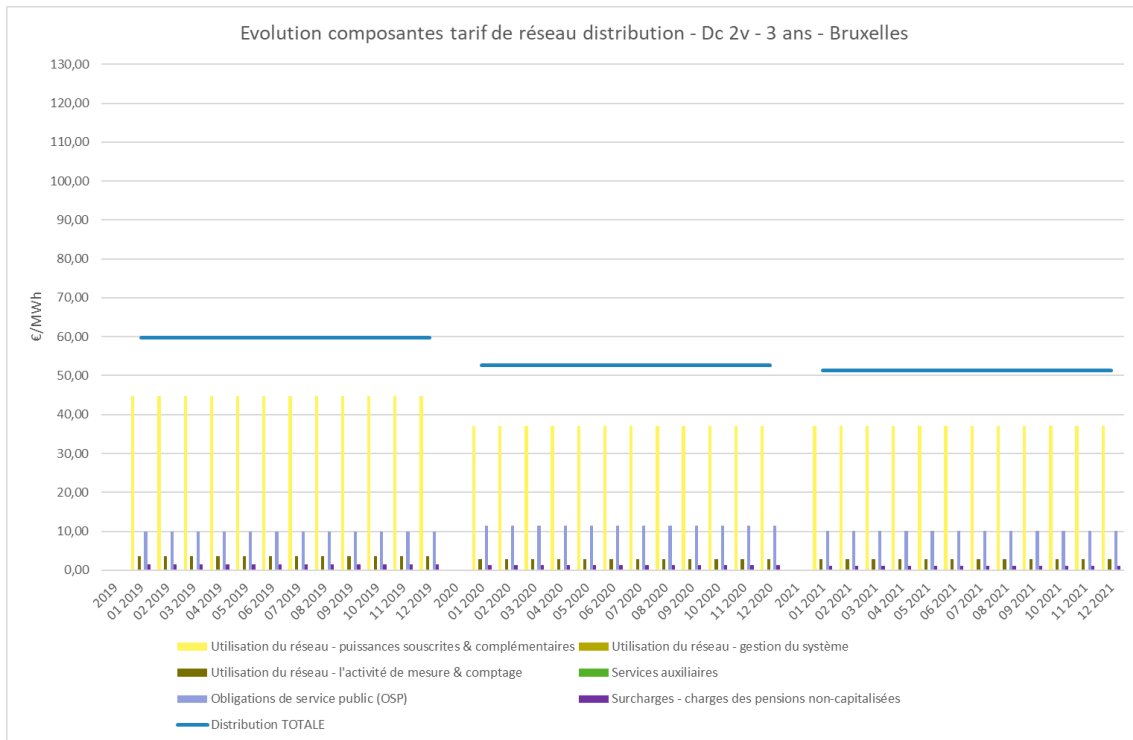
Graphique 46: évolution des tarifs de réseau de distribution Dc 2v, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Flandre



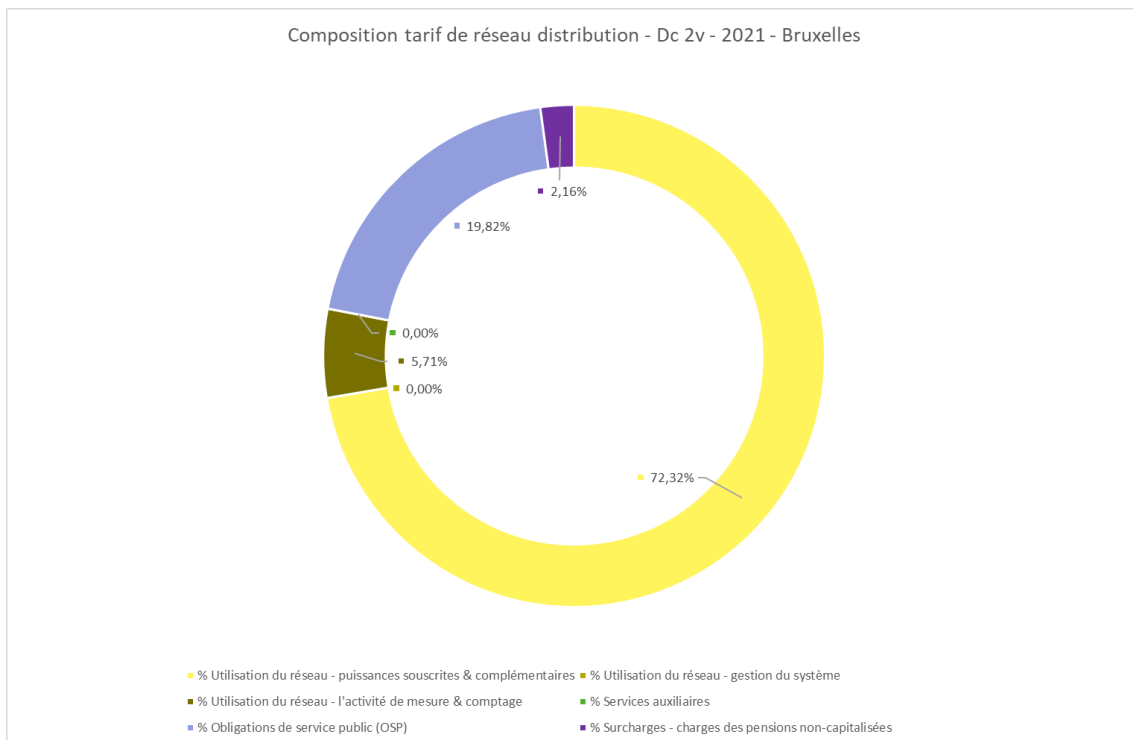
Graphique 47: composition proportionnelle du tarif de réseau de distribution Dc 2v, année la plus récente, Flandre



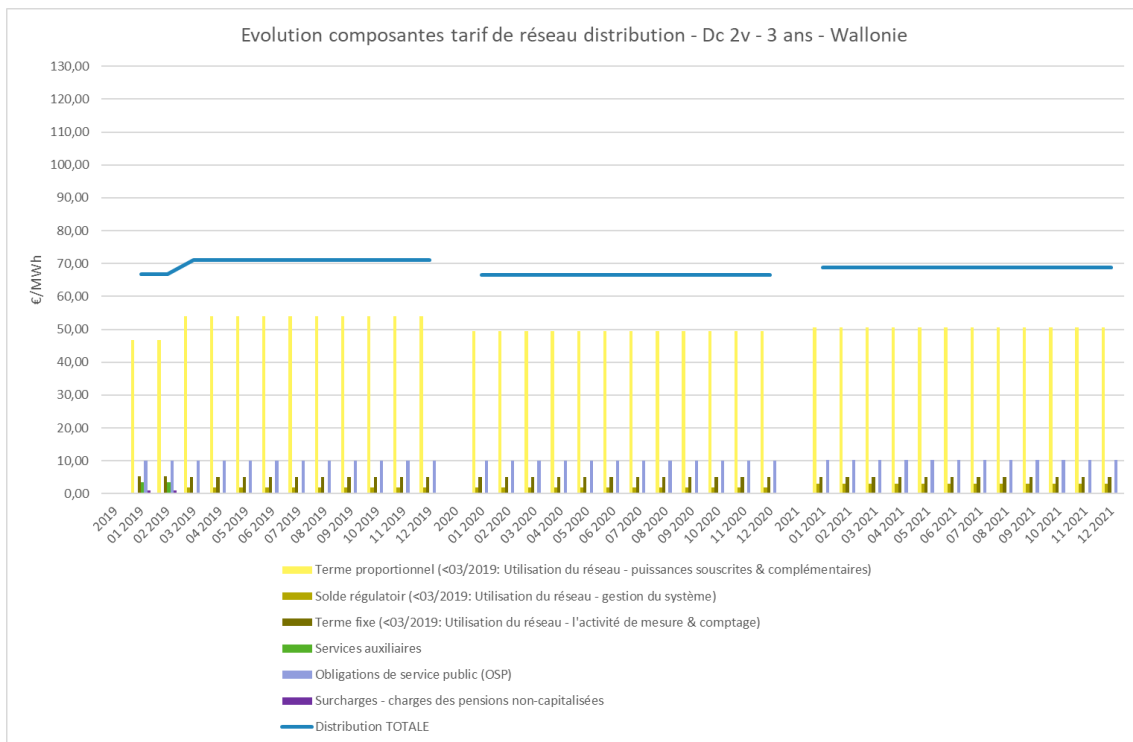
Graphique 48: évolution des tarifs de réseau de distribution Dc 2v, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Bruxelles



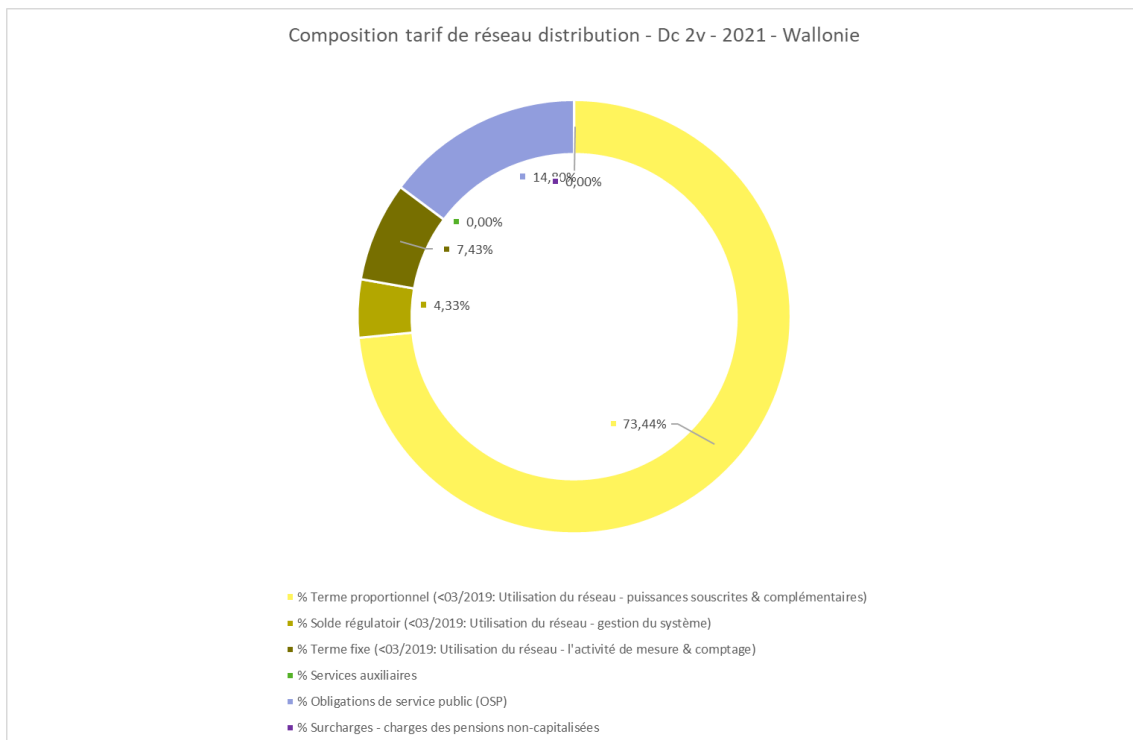
Graphique 49: composition proportionnelle du tarif de réseau de distribution Dc 2v, année la plus récente, Bruxelles



Graphique 50: évolution des tarifs de réseau de distribution Dc 2v, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Wallonie



Graphique 51: composition proportionnelle du tarif de réseau de distribution Dc 2v, année la plus récente, Wallonie



97. La part des services auxiliaires dans les tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics) oscille pour les gestionnaires de réseau flamands en 2021 entre 1,06 % et 3,32 % en moyenne. Du fait de la nouvelle structure tarifaire des gestionnaires wallons du réseau de distribution, cette part ne peut plus être calculée à partir de mars 2019. Jusque 2018 compris, ces pourcentages étaient structurellement plus élevés qu'au niveau des gestionnaires flamands du réseau de distribution (2018: en moyenne 10,50 % chez Ores Hainaut Electricité et 7,01 % chez Resa Tecteo). Cela s'expliquait par le pourcentage de perte nette : Ores Hainaut Électricité et Resa Tecteo ont des pertes nettes plus élevées et doivent, dès lors, acheter plus d'énergie pour compenser ces pertes. En outre, des contrats historiques avec un prix de l'énergie bas ont été remplacés par des contrats conformes au marché, ce qui a entraîné un prix unitaire plus élevé durant cette période. Ces coûts sont récupérés via le tarif des services auxiliaires.

98. Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 65,75 % plus élevé en 2021 pour un client-type Dc 2v. Cette moyenne est élevée en raison de l'importante augmentation tarifaire des tarifs de réseau de distribution flamands liée à la hausse des coûts des obligations de service public. Les coûts nets liés à ces obligations sont récupérés dans le tarif « obligations de service public » dans le tarif de réseau de distribution. En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 109,77 % (+ 46,80 €/MWh). 69,66 % de cette augmentation est imputable à la hausse du tarif des obligations de service public. L'augmentation est moins forte à Bruxelles et en Wallonie : + 27,35 % (+11,03 €/MWh) à Bruxelles et + 58,22 % (+ 25,35 €/MWh) en Wallonie. Cette augmentation est imputable au tarif obligations de service public à raison de 34,02 % à Bruxelles et de 35,40 % en Wallonie. La part du tarif des obligations de service public s'élève en 2021 à 44,67 % en Flandre, à 19,82 % à Bruxelles et à 14,80 % en Wallonie.

Les coûts des obligations de service public varient fortement entre les régions. Cela s'explique par le fait que les obligations imposées à un gestionnaire de réseau sont différentes en fonction de la région. Les obligations de service public en Flandre comprennent entre autres les coûts des actions visant une utilisation rationnelle de l'énergie (URE), ainsi que les coûts liés à l'obligation d'achat de certificats verts et de cogénération. En annexe 1 de cette étude, la CREG a réalisé une analyse succincte de l'importance des diverses mesures de promotion de l'énergie verte dans les différentes régions.

3.5.2.1. Obligations de service public (OSP)

3.5.2.1.1. *Flandre*

99. En Flandre, les obligations de service public suivantes sont imposées aux gestionnaires de réseau :

- obligation d'achat de certificats verts et de certificats de cogénération au prix minimum ;
- 100 kWh gratuits⁸⁹ ;
- coûts liés à l'URE⁹⁰ ;
- éclairage public ;
- installation de compteurs à budget et fourniture aux clients droppés⁹¹.

⁸⁹ Cette obligation de service public a cessé à compter du 1^{er} janvier 2016.

⁹⁰ URE = utilisation rationnelle de l'énergie

⁹¹ Les clients dont le contrat d'énergie a été résilié par leur fournisseurs sont qualifiés de « clients droppés ».

Entre 2007 et 2010, les coûts des obligations de service public sont restés stables. Pour la basse tension, ils varient, en moyenne, de 7,23 €/MWh (Gaselwest) à 11,13 €/MWh (InterEnergia). En 2011, ils ont toutefois fortement augmenté à la suite de la hausse des coûts liés à l'obligation d'achat de certificats verts d'installations PV et des coûts des obligations de service public URE (jusqu'à 42,02 €/MWh chez Gaselwest). La politique de soutien flamande en matière d'URE et l'obligation d'achat de certificats verts a rencontré un succès inattendu. De ce fait, les coûts réels ont dépassé les budgets. Dans les tarifs pluriannuels approuvés initialement, Gaselwest et Imewo ont procédé à une estimation trop basse des coûts liés à l'obligation d'achat de certificats verts et aux actions URE. Jusqu'en 2010 inclus, Infrac facturait les tarifs 2008 imposés, qui reprenaient de faibles coûts pour l'obligation d'achat et l'URE. En pratique, l'investissement dans les panneaux solaires a connu un très grand succès en 2009 et en 2010, entre autres grâce à la baisse du coût d'investissement et du prix minimal garanti élevé. De plus, les primes URE ont fait florès. De ce fait, les déficits ont grimpé chez ces gestionnaires de réseau. En janvier/mai 2011⁹² (InterEnergia) et en avril 2011 (Gaselwest et Imewo), le tarif des « obligations de service public » dans le tarif de réseau de distribution a été adapté de façon à récupérer les déficits du passé et à mieux faire face aux coûts futurs. En 2012, 2013 et 2014, le tarif des obligations de service public est demeuré inchangé. Après que la sixième réforme de l'Etat confie aux régulateurs régionaux la compétence de fixer une méthodologie tarifaire et d'approuver les tarifs de réseau de distribution, on observe une nouvelle évolution des tarifs de réseau et du tarif des obligations de service public ; en 2015, 2016 et 2017, on observe que le tarif des obligations de service public augmente chez tous les gestionnaires de réseau de distribution flamands (à l'exception d'une baisse pour InterEnergia en 2017). En 2018, on observe une baisse tarifaire chez Gaselwest et Imewo, tandis que le tarif d'InterEnergia repart à la hausse. En 2019, 2020 et 2021, le tarif des obligations de service public a baissé chez les trois gestionnaires flamands du réseau de distribution.

3.5.2.1.2. Bruxelles

100. A Bruxelles, les obligations de service public⁹³ suivantes sont imposées aux gestionnaires de réseau :

- gestion des clients protégés et hivernaux ;
- limiteurs de puissance et coupures ;
- éclairage public (y compris l'achat de l'énergie);
- suivi clientèle et gestion des plaintes (service de médiation);
- foires & festivités.

A Bruxelles, les coûts des OSP⁹⁴ sont de 10,97 €/MWh en 2013. Ce tarif augmente à 11,04 €/MWh en 2015, puis à 11,34 €/MWh en 2016. En 2017, ces coûts diminuent à 9,30 €/MWh avant de remonter en 2018 à 10,78 €/MWh. En 2019, on constate une nouvelle baisse du tarif à 9,89 €/MWh. En 2020, ce tarif augmente à nouveau à 11,38 €/MWh. En 2021, le tarif diminue pour atteindre 10,18 €/MWh.

⁹² Les tarifs pluriannuels approuvés d'InterEnergia prennent cours le 1^{er} janvier 2011 et compensent déjà une partie du succès des panneaux solaires. L'augmentation tarifaire de mai 2011 récupère les coûts encourus dans le passé.

⁹³ Contrairement à la Flandre, l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) ne constitue pas une partie des obligations de service public à Bruxelles. L'utilisation rationnelle de l'énergie est financée par le biais d'une taxe.

⁹⁴ Il s'agit ici uniquement d'une partie des coûts OSP, à savoir ceux qui sont couverts par les tarifs de réseau de distribution. En effet, les coûts sont en premier lieu couverts par un droit spécifique qui est prélevé au niveau des fournisseurs (voir 3.6 Prélèvements publics) et seule la partie non couverte par ce droit est couverte par le tarif de réseau de distribution.

3.5.2.1.3. Wallonie

101. En Wallonie, les obligations de service public⁹⁵ suivantes sont imposées aux gestionnaires de réseau:

- éclairage public ;
- installation de compteurs à budget et fourniture aux clients exclus ;
- gestion des clients protégés.

En comparaison avec les gestionnaires de réseau de distribution flamands et bruxellois, la part des OSP dans les coûts de réseau de distribution demeure relativement faible. Les obligations de service public ont fortement augmenté dans les tarifs approuvés 2009-2012 (en moyenne 6,84 €/MWh chez Ores Hainaut Electricité et 3,80 €/MWh chez Resa Tecteo). Cette hausse est due à l'application de l'arrêté relatif à l'éclairage public et à l'application de « Talexus⁹⁶ ». En 2013, le tarif des obligations de service public reste au niveau de 2012 voire même diminue légèrement chez Tecteo. En 2015, le tarif des obligations de service public a également augmenté légèrement chez les gestionnaires de réseau de distribution wallons pour rester quasiment constant en 2016. En 2017, ces coûts ont baissé légèrement. Les tarifs 2017 ont été maintenus en 2018. En 2019, on constate une légère augmentation chez les deux gestionnaires wallons du réseau de distribution. En 2020, on constate un statu quo global ; une légère augmentation du tarif chez Ores Hainaut Electricité et une légère baisse chez Resa Tecteo. En 2021, une diminution globale s'observe : une légère augmentation du tarif chez Ores Hainaut Electricité et une baisse chez Resa Tecteo.

3.5.3. Historique et composition – moyenne tension

102. Des évolutions identiques à celles constatées dans la basse tension sont à la base de l'évolution enregistrée depuis 2007. Les tarifs de réseau de moyenne tension sont toutefois largement inférieurs à ceux de réseau basse tension (graphique 45 comparé au graphique 43). Cela s'explique par le principe de la cascade des coûts entre groupes de clients. Les clients moyenne tension ne paient pas les coûts d'infrastructure de réseaux de niveau de tension inférieur.

103. En 2015, on remarque que les tarifs de réseau moyenne tension baissent en janvier chez les gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest et Imewo, ainsi que chez le gestionnaire de réseau de distribution bruxellois Sibelga, alors qu'ils augmentent chez le gestionnaire de réseau de distribution flamand InterEnergia et chez les gestionnaires de réseau de distribution wallons Resa Tecteo et Ores Hainaut Electricité (à partir de mars). En Flandre, tous les tarifs de réseau moyenne tension repartent à la hausse en août 2015 suite à l'introduction de l'impôt des sociétés pour les activités de réseau (comme déjà mentionné au moment d'évoquer les tarifs de réseau basse tension).

On observe en 2016 une augmentation des tarifs de réseau de distribution en Flandre (Gaselwest, Imewo et InterEnergia) et à Bruxelles, ainsi qu'une légère hausse chez Resa Tecteo en Wallonie. Chez Ores Hainaut Electricité en Wallonie, les tarifs de réseau de distribution diminuent. En 2017, on constate une baisse des tarifs de réseau de distribution en Flandre (Gaselwest, Imewo et InterEnergia) et une quasi-stabilité ou légère tendance à la hausse à Bruxelles (Sibelga) et en Wallonie (Ores Hainaut Electricité et Resa Tecteo). En 2018, la Flandre a connu une baisse globale des tarifs de réseau de

⁹⁵ Contrairement à la Flandre et à Bruxelles, l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) ne constitue pas une partie des obligations de service public en Wallonie. L'utilisation rationnelle de l'énergie est financée par le biais d'une taxe.

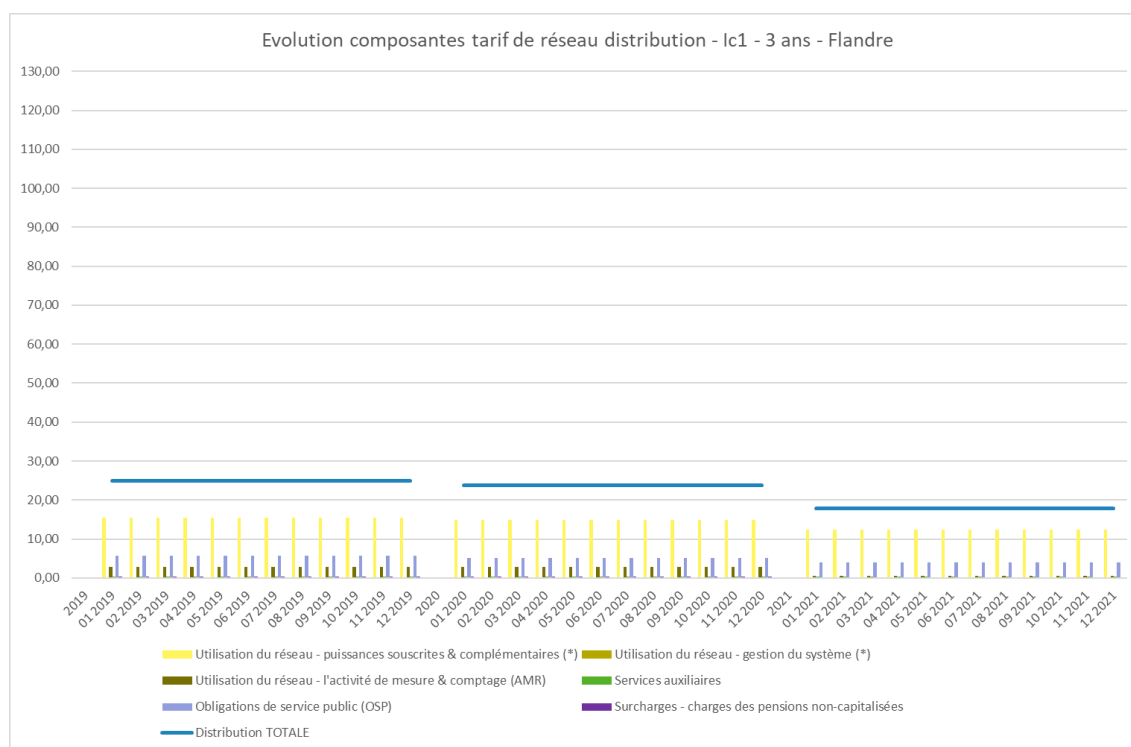
⁹⁶ Talexus est un système de paiement pour les cartes rechargeables des compteurs à prépaiement (compteurs à budget).

distribution, Bruxelles a connu une légère augmentation et la Wallonie a maintenu en 2018 ses tarifs de réseau de distribution de 2017.

En 2019, on observe, en Flandre, une nouvelle baisse globale. À Bruxelles, les tarifs du réseau de distribution sont restés quasi stables et en Wallonie on a également observé une baisse. À partir de mars 2019, la Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires suivants (gestion du système, activité de mesure et comptage, compensation des pertes de réseau et charges de pensions complémentaires non capitalisées) ont disparu. À partir de mars 2019, les coûts associés ont été répartis entre les termes « capacitaire », « fixe » et « proportionnel » du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Il existe également un nouveau poste tarifaire « soldes régulateurs », qui comprend la compensation des soldes historiques. En 2020, on constate une légère baisse des tarifs en Flandre, alors qu'à Bruxelles et en Wallonie, on constate une (très) légère augmentation. En 2021, on constate une (légère) baisse des tarifs chez tous les gestionnaires de réseau de distribution concernés dans toutes les régions sauf Resa Tecteo en Wallonie.

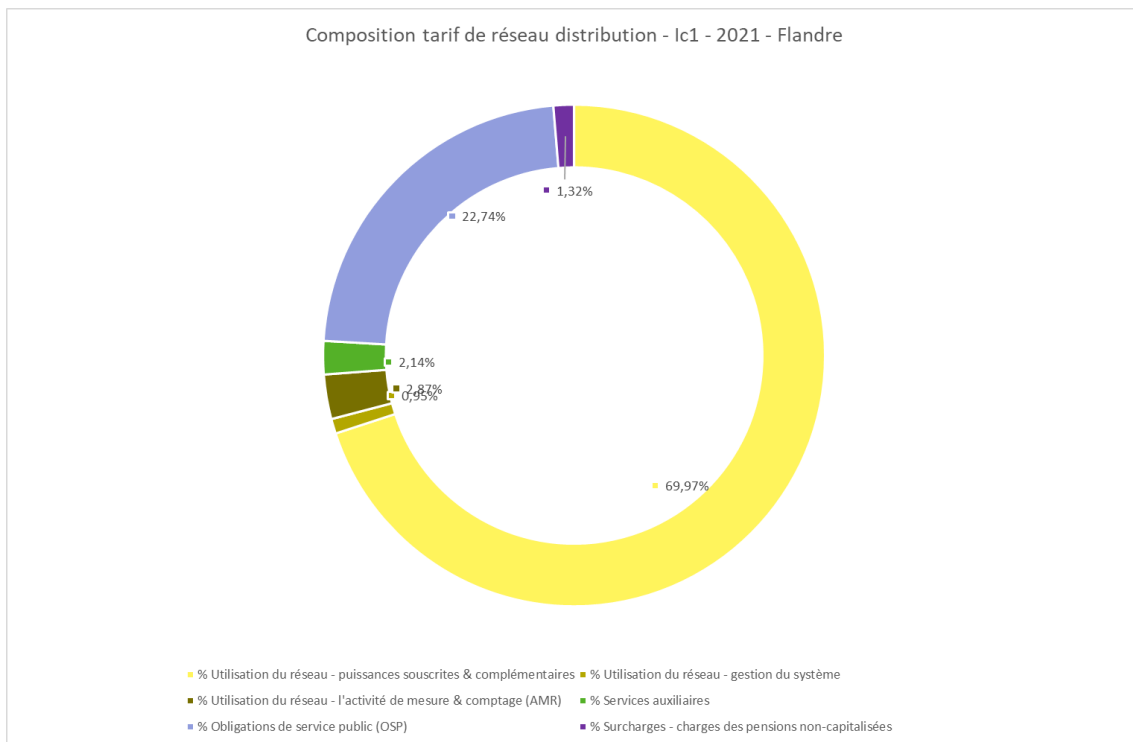
104. Les graphiques 52, 54 et 56 rendent compte de l'évolution des tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics) durant les trois dernières années, avec une répartition des différentes composantes par région⁹⁷. Les graphiques 53, 55 et 57 affichent plus de détails sur la composition du tarif de réseau de distribution pour la dernière année par région.

Graphique 52: évolution des tarifs de réseau de distribution Ic1, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Flandre

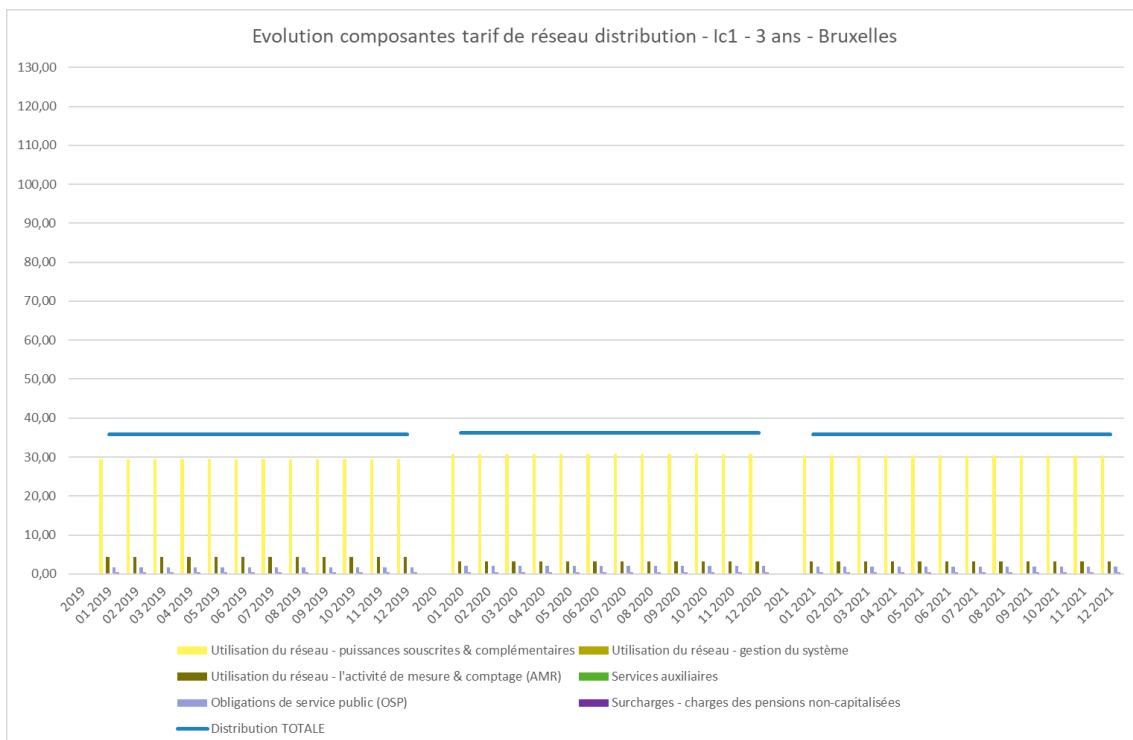


⁹⁷ S'agissant de 2019, il convient de mentionner qu'en Wallonie, à partir de 2019, une nouvelle structure tarifaire est entrée en vigueur. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires suivants (tarif pour la gestion du système, les activités de mesure et comptage, les tarifs pour les services auxiliaires (compensation des pertes de réseau) le tarif pour les charges de pensions complémentaires non capitalisées) ont disparu. Aux fins de la comparaison régionale et étant donné que l'ajustement n'a été effectué que dans le courant de l'année 2019, il a été décidé de conserver la structure tarifaire existante dans ces tableaux et d'intégrer la nouvelle structure tarifaire wallonne dans la structure existante, le poste tarifaire proportionnel étant imputé au tarif d'utilisation du réseau - la capacité souscrite et complémentaire et le terme fixe étant imputés aux activités de mesure et comptage.

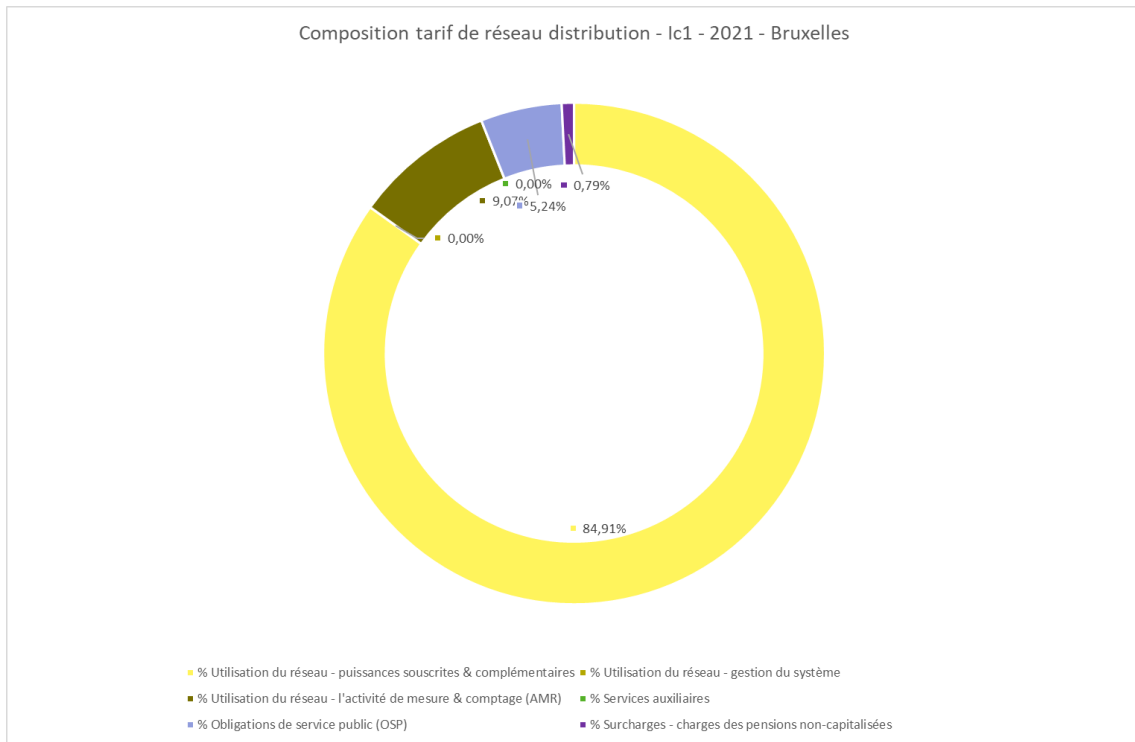
Graphique 53: composition proportionnelle du tarif de réseau de distribution Ic1, année la plus récente, Flandre



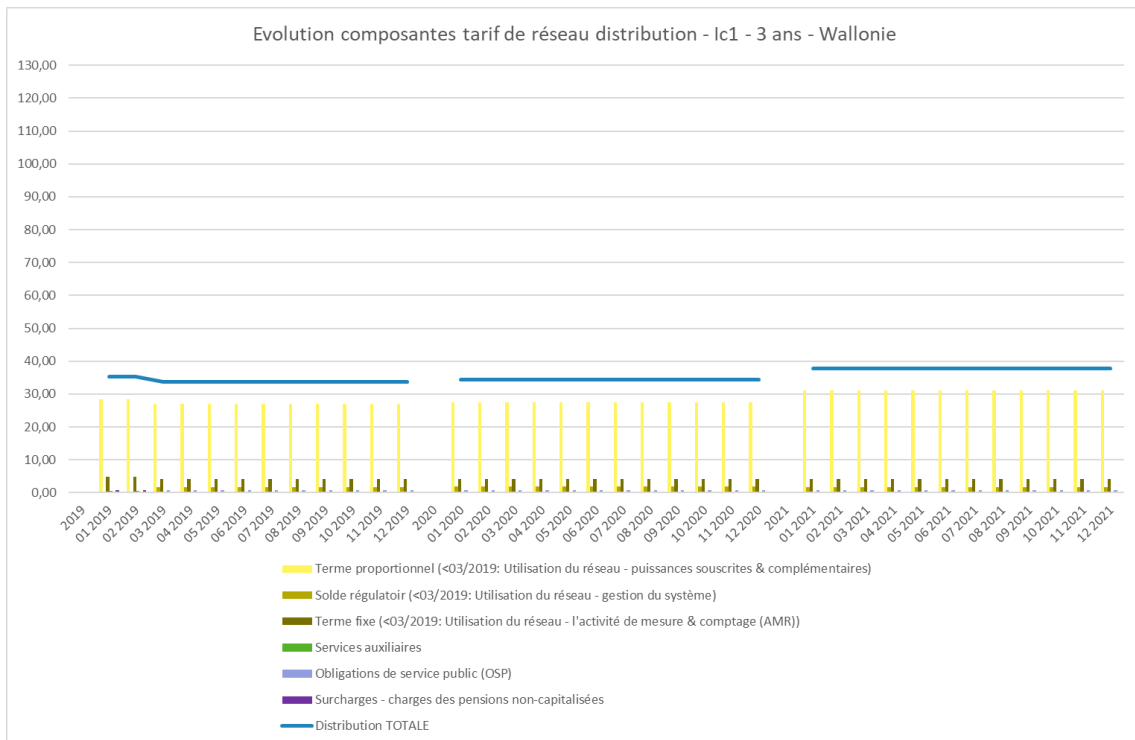
Graphique 54: évolution des tarifs de réseau de distribution Ic1, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Bruxelles



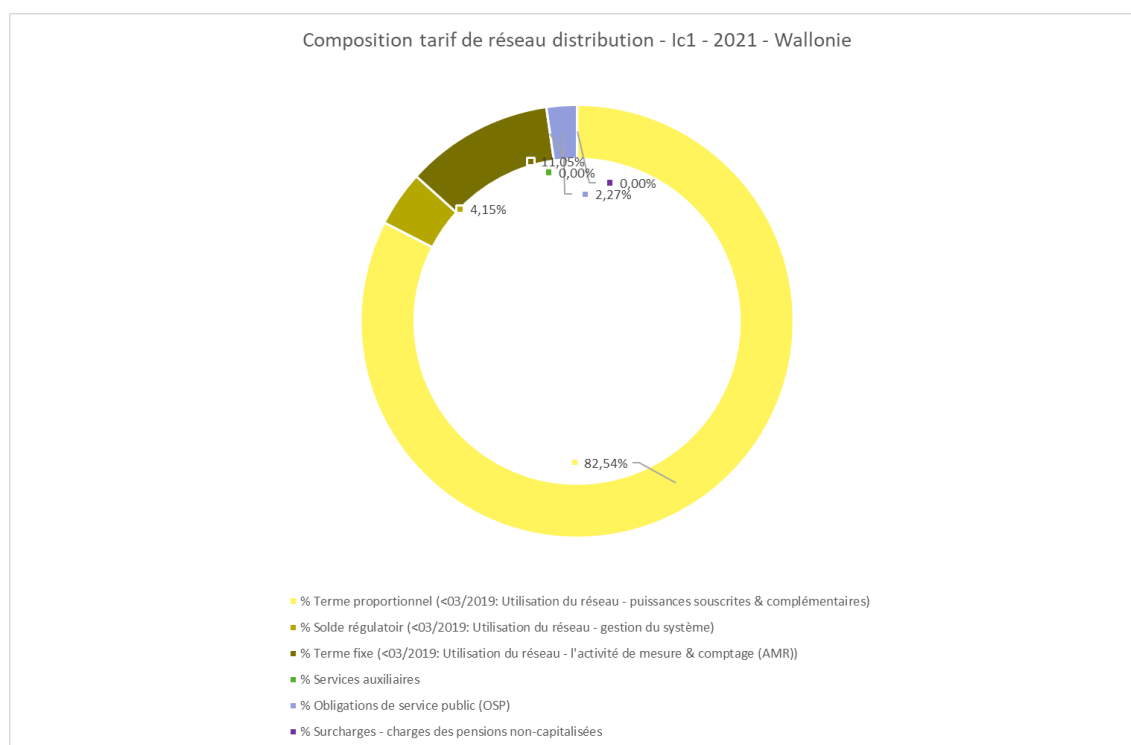
Graphique 55: composition proportionnelle du tarif de réseau de distribution Ic1, année la plus récente, Bruxelles



Graphique 56: évolution des tarifs de réseau de distribution Ic1, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Wallonie



Graphique 57: composition proportionnelle du tarif de réseau de distribution Ic1, année la plus récente, Wallonie



105. Par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 10,78 % plus élevé en 2021 pour un client-type Ic1. Cette moyenne est élevée en raison de l'importante augmentation des tarifs de réseau de distribution flamand liée à la hausse des coûts des obligations de service public. Les coûts nets liés à ces obligations sont récupérés dans le tarif « obligations de service public » dans le tarif de réseau de distribution. En Flandre, le tarif de réseau de distribution a diminué en moyenne de 20,30 % (- 4,55 €/MWh). A Bruxelles, la hausse est de + 5,73 % (+ 1,94 €/MWh), tandis qu'en Wallonie, l'augmentation est plus importante, à savoir de + 43,83 % (+ 11,50 €/MWh). La part du tarif des obligations de service public s'élève en 2021 à 22,74 % en Flandre, à 5,24 % à Bruxelles et à 2,27 % en Wallonie.

3.6. PRÉLÈVEMENTS PUBLICS

106. Ce poste comprend les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires⁹⁸. Les prélèvements publics sont très différents entre les 3 régions. En outre, les prélèvements publics pour les clients professionnels sont moins élevés que ceux des clients résidentiels en raison de leur dégressivité⁹⁹.

- via la composante énergétique :
 - contribution au fonds énergie (Flandre) ;

⁹⁸ Sur toutes les surcharges facturées par le biais des tarifs du réseau de transport et de distribution, les cotisations officielles sont adaptées via les pourcentages de pertes de réseau par GRD. Une correction est également apportée au niveau de la production décentralisée.

⁹⁹ Le prix unitaire pour les différents prélèvements est plus bas pour les clients en moyenne tension. En outre, la dégressivité est appliquée sur la facturation de la cotisation fédérale à partir d'une consommation de 20 MWh.

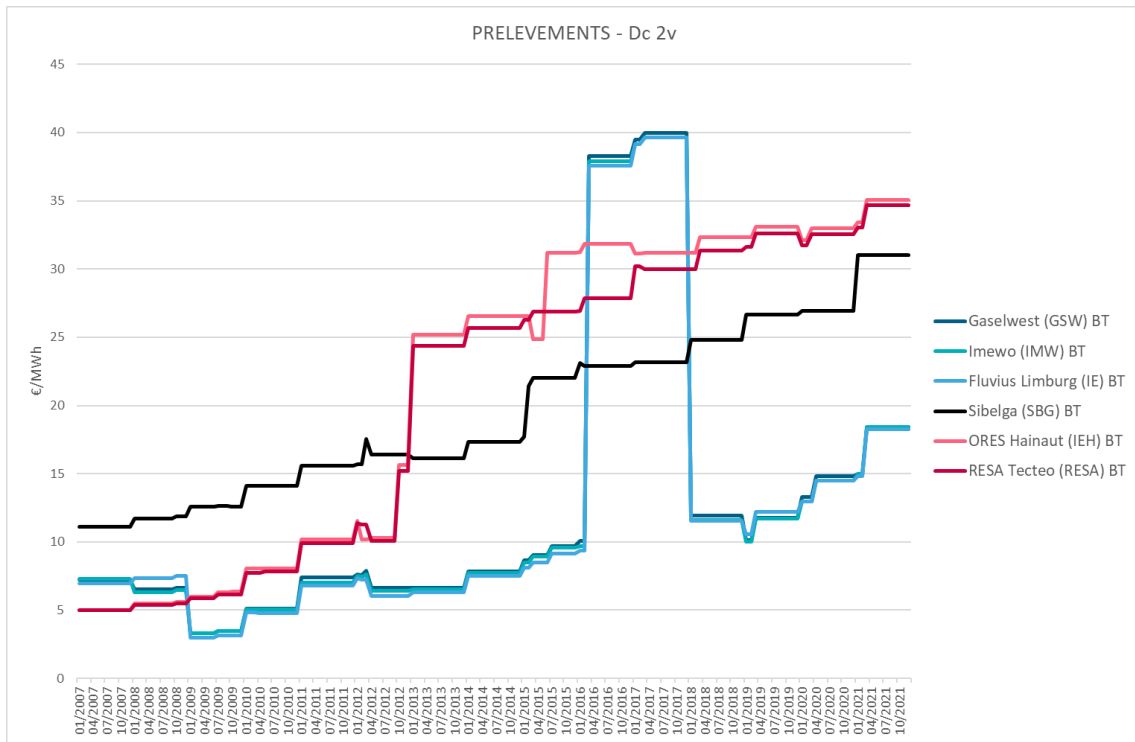
- cotisation destinée au financement des obligations de service public (Bruxelles) ;
- redevance de raccordement (Wallonie) ;
- par le biais du tarif de réseau de transport :
 - cotisation fédérale (fédéral) ;
 - surcharge visant à financer le raccordement de parcs éoliens *offshore* (fédéral) ;
 - surcharge visant à financer les certificats verts (fédéral) ;
 - surcharge visant à financer la réserve stratégique (fédéral) ;
 - surcharge visant à financer les mesures de promotion d'URE (Flandre) ;
 - surcharge liée au raccordement des installations de production d'énergie renouvelable (Flandre) ;
 - surcharge pour les taxes « pylônes » et « tranchées » (Flandre) ;
 - surcharge taxe de voirie (Bruxelles) ;
 - surcharge pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables (Wallonie) ;
 - surcharge pour occupation du domaine public (Wallonie) ;
- par le biais du tarif de réseau de distribution :
 - autres rétributions locales (rétributions locales) (Flandre) ;
 - prélèvement Elia (contribution pour les communes) (Flandre) ;
 - autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux (impôt des sociétés¹⁰⁰) (Bruxelles) ;
 - surcharge taxe de voirie (Wallonie) ;
 - impôt des sociétés (Wallonie).

3.6.1. Représentation graphique de l'évolution

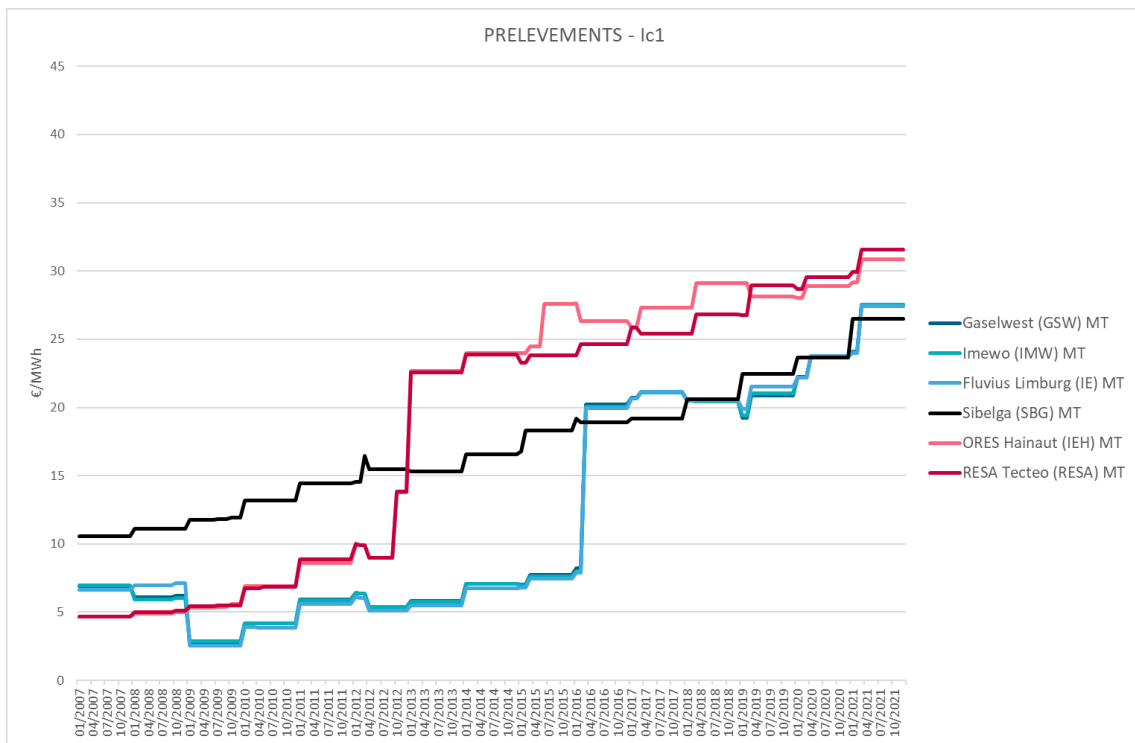
107. Les graphiques 58 et 59 rendent compte de l'évolution des prélèvements publics, en € par MWh, respectivement pour un client-type Dc 2v et Ic1 pour les différents gestionnaires de réseau de distribution.

¹⁰⁰ En Flandre, cela est répercuté sur les tarifs de réseau de distribution, et plus précisément sur le tarif d'utilisation du réseau ; en Wallonie, cela est rapporté comme un prélèvement public distinct.

Graphique 58: évolution des prélèvements publics, Dc 2v



Graphique 59: évolution des prélèvements publics, Ic1



3.6.2. Historique et composition

3.6.2.1. Prélèvements fédéraux

3.6.2.1.1. *Cotisation fédérale*

108. La cotisation fédérale¹⁰¹ est prélevée en vue du financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'énergie. La cotisation fédérale est due sur chaque kWh que les clients finals établis sur le territoire belge prélèvent du réseau pour leur usage propre. La CREG calcule et publie les surcharges unitaires des différentes composantes de la cotisation fédérale électricité et gaz naturel. Le gestionnaire de réseau est chargé de la perception de la cotisation fédérale et de la facture aux titulaires d'un contrat d'accès et aux gestionnaires de réseau de distribution qui peuvent la porter en compte à leurs propres clients pour autant qu'ils ne consomment pas eux-mêmes les kWh prélevés du réseau et ce jusqu'au moment où la cotisation susvisée est finalement facturée au client.

109. La cotisation fédérale a doublé entre 2009 et 2011. En 2012, la cotisation fédérale a toutefois été modifiée à plusieurs reprises et sa composition a été adaptée, dans le sens où :

- la prime chauffage est supprimée ;
- la contribution Kyoto est supprimée ;
- la surcharge clients protégés est réduite.

Depuis 2013, la composition est restée inchangée et on constate des petites évolutions chaque année.

Tableau g. Historique des montants unitaires pour la cotisation fédérale

en €/MWh, hors TVA*	2007	2008	2009	2010	2011	20/01/2012	31/03/2012	31/12/2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
frais de fonctionnement CREG	0,11340	0,12100	0,12200	0,13590	0,15170	0,13570	0,13570	0,13570	0,14240	0,14970	0,15060	0,15790	0,15480	0,15450	0,15650	0,14880	0,16790
dénucléarisation	0,85540	0,96500	0,84680	1,69250	2,32270	2,15870	2,15870	2,15870	1,40010	0,97940	0,97830	1,00530	1,02080	1,07000	1,06680	1,01000	1,08670
kyoto	0,42100	0,48840	0,44600	0,84430	1,29280	1,05270	1,05270	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
OSP	0,34490	0,39620	0,34240	0,45460	0,48770	0,43080	0,43080	0,43080	0,45700	0,48000	0,50010	0,44780	0,49930	0,49290	0,47550	0,43320	0,46240
clients protégés	0,35650	0,36440	0,75960	0,82690	0,87450	1,19820	1,19820	1,13450	0,97860	0,86230	0,90200	1,39230	1,69560	1,72650	1,64730	1,55080	1,75300
prime chauffage			0,08180	0,11430	0,13540	0,10930											
cotisation fédérale	2,09120	2,33500	2,59860	4,06850	5,26480	5,08540	4,97610	3,85970	2,97810	2,47140	2,53100	3,00330	3,37050	3,44390	3,34610	3,14280	3,47000

* à partir du 04/2014 non soumis à la TVA

3.6.2.1.2. *Surcharge visant à financer le raccordement de parcs éoliens offshore*

110. La surcharge visant à financer le raccordement de parcs éoliens offshore¹⁰² a été instaurée en 2008.

Tableau h. Historique des montants unitaires pour la surcharge parcs éoliens offshore

en €/MWh, hors TVA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
surcharge financement raccordement parcs éoliens offshore	0,14130	0,14130	0,14130	0,14130	0,13950	0,13950	0,06290	0,06290	0,06290	0,07850	0,15180	0,16130	0,11880	0,08400

¹⁰¹ Telle que fixée par la CREG. Les gestionnaires de réseau de distribution imputent le montant de base, corrigé pour les pertes de réseau.

¹⁰² Telle qu'approuvée par la CREG pour le gestionnaire de réseau. Les gestionnaires de réseau de distribution imputent le montant de base, corrigé pour les pertes de réseau.

3.6.2.1.3. Surcharge visant à financer les certificats verts

111. La surcharge pour les certificats verts¹⁰³ est d'application depuis le 1^{er} octobre 2008. Il s'agit d'une surcharge pour le cofinancement des coûts liés à l'achat de certificats verts proposés par les exploitants de parcs éoliens offshore. Cette surcharge est facturée aux utilisateurs finaux par le biais de coûts pour l'utilisation du réseau de transport.

Tableau i. Historique des montants unitaires pour la surcharge certificats verts

en €/MWh, hors TVA	10/2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
surcharge financement certificats verts	0,12720	0,12720	0,12860	0,78200	1,08080	2,21330	3,91320	4,04750	3,82610	4,37590	5,16010	7,28750	9,01410	11,68520

3.6.2.1.4. Surcharge visant à financer la réserve stratégique

112. La surcharge visant à financer la réserve stratégique¹⁰⁴ a été instaurée en 2015 et porte sur l'ensemble des coûts de la réserve stratégique, en ce compris les coûts réels du gestionnaire de réseau de transport pour le développement et la gestion.

Tableau j. Historique des montants unitaires pour la surcharge réserve stratégique

en €/MWh, hors TVA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
surcharges financement réserve stratégique	0,06160	0,99720	0,19020	0,42980	0,00000	0,00000	0,05100

3.6.2.2. Prélèvements régionaux

3.6.2.2.1. Flandre

113. En Flandre, les prélèvements¹⁰⁵ publics régionaux suivants s'appliquent :

- surcharge liée au raccordement des installations de production d'énergie renouvelable¹⁰⁶ ;
- autres rétributions locales (rétributions communales) ;
- contribution au fonds énergie¹⁰⁷ ;

¹⁰³ Telle qu'approuvée par la CREG pour le gestionnaire de réseau. Les gestionnaires de réseau de distribution imputent le montant de base, corrigé pour les pertes de réseau.

¹⁰⁴ Telle qu'approuvée par la CREG pour le gestionnaire de réseau. Les gestionnaires de réseau de distribution imputent le montant de base, corrigé pour les pertes de réseau.

¹⁰⁵ Le cas échéant, tels qu'approuvés par la CREG pour le gestionnaire de réseau. Les gestionnaires de réseau de distribution imputent le montant de base, corrigé pour les pertes de réseau.

¹⁰⁶ La surcharge (introduite en janvier 2010) trouve son origine dans l'application pratique de l'arrêté du Gouvernement flamand du 5 mars 2004, modifié par l'arrêté du Gouvernement flamand du 20 avril 2007 visant à promouvoir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable.

¹⁰⁷ Il s'agit d'un prélèvement sur l'électricité, introduit par la région flamande à compter de janvier 2015 et facturé aux clients raccordés au réseau de distribution et au réseau de transport local (il s'élevait à 0,15 € par mois au 1^{er} janvier 2015 mais a été augmenté à 0,34 € par mois à compter de juillet 2015). Jusqu'au 29 février 2016, le tarif était fixé à 0,25 € par mois mais, à dater de mars 2016, on est passé à un prélèvement annuel par point de prélèvement sur le réseau de distribution, facturé sur la base de la consommation. Une contribution annuelle de 100 €/an est facturée pour un client-type Dc 2v, contre 1 850 €/an pour un client-type Ic et Ic1. Aucune TVA n'est facturée sur cette perception. A compter de 2017, les tarifs suivants

- surcharge pour les taxes « pylônes » et « tranchées » ;
- surcharge visant à financer les mesures de promotion d'une URE ;
- prélèvement Elia¹⁰⁸.

Tableau k. Historique des montants unitaires pour les prélèvements publics régionaux, Flandre

en €/MWh, hors TVA	2007	2008	2009	01/2010	04/2010	2011	2012	2013	2014	01/2015	07/2015	01/2016	03/2016	2017	2018	2019	2020	2021
surcharge liée au raccordement des installations de production d'énergie renouvelable				0,08500	0,08500	0,13990	0,51710	0,51710	0,51710	0,51710	0,51710	0,75680	0,75680	1,48490	0,39960	0,36210	0,16090	0,55300
autres rétributions locales (rétributions communales)*	0,19433	0,21667	0,22000	0,22000	0,22000	0,21800	0,21600	0,21600	0,21600	0,73383	0,73383	1,15073	1,15073	2,20027	2,00363	2,03533	2,06460	2,06317
contribution au fonds énergie (client-type Dc; pas soumis à la TVA)**										0,51429	1,16571	0,85714	28,57143	29,53429	4,93714	5,05469	5,05469	5,05469
surcharge pour les taxes "pylônes" et "tranchées"												0,10000	0,10000	0,11600	0,54133	0,45306	0,61320	1,84069

*: il s'agit des tarifs, tels que facturés par les GRD, des moyennes sur les gestionnaires de réseau de distribution lors de la sélection de cette étude et pour toute l'année

** : à l'origine, cela était exprimé en €/m (01/2015-06/2015: 0,15 €/m), (07/2015-12/2015: 0,34 €/m), (01/2016-02/2016: 0,25 €/m);

à partir de 03/2016 réforme de la surcharge annuelle basée sur la consommation (Dc: 100 €/a) (Ic & Ic1: 1.850 €/a); 2017: Dc: 103,37 €/a, Ic & Ic1: 1.912,18 €/a

à partir de 01/2018 réforme vers une surcharge mensuelle par point de prélèvement e.f.d. niveau de tension et pour BT dépendant de la nature (non)résidentielle (Dc: 0,42 €/m, Ic: 7,87 €/m & Ic1: 150 €/m)

à partir de 01/2019 réforme vers une surcharge mensuelle par point de prélèvement e.f.d. niveau de tension et pour BT dépendant de la nature (non)résidentielle (Dc: 0,43 €/m, Ic: 8,06 €/m & Ic1: 153,63 €/m)

à partir de 01/2020 réforme vers une surcharge mensuelle par point de prélèvement e.f.d. niveau de tension et pour BT dépendant de la nature (non)résidentielle (Dc: 0,43 €/m, Ic: 8,09 €/m & Ic1: 154,36 €/m)

à partir de 01/2021 réforme vers une surcharge mensuelle par point de prélèvement e.f.d. niveau de tension et pour BT dépendant de la nature (non)résidentielle (Dc: 0,43 €/m, Ic: 8,15 €/m & Ic1: 155,51 €/m)

s'appliquent : une contribution de 103,37 €/an est facturée pour un client-type Dc 2v, contre 1 912,18 €/an pour un client-type Ic et Ic1.

A compter du 1^{er} janvier 2018, le prélèvement ne peut plus être facturé, vu que la Cour constitutionnelle a annulé le décret qui instituait le prélèvement Energie flamand. Ce prélèvement a été adapté et, à partir du 1^{er} janvier 2018, un nouveau prélèvement mensuel, fixé par point de prélèvement en Région flamande, est entré en vigueur. Son tarif dépend du niveau de tension auquel le point de prélèvement est raccordé et, en cas de basse tension, du fait que l'on soit client résidentiel ou non :

- client BT - client résidentiel : 0,42 €/mois (client type Dc 2v) ; 2019, 2020 & 2021 : 0,43 €/mois
- client BT - client non résidentiel : 7,87 €/mois (client type Ic) ; 2019 : 8,06 €/mois ; 2020 : 8,09 €/mois ; 2021: 8,15 €/mois;
- client MT : 150,00 €/mois (client type Ic1) ; 2019 : 153,63 €/mois ; 2020 : 154,36 €/mois ; 2021: 155,51 €/mois;
- client HT : 875,00 €/mois ; 2019 : 896,18 €/mois ; 2020 : 900,48 €/mois; 2021: 907,18 €/mois.

¹⁰⁸ La taxe visant à compenser la perte de revenus des communes, mieux connue sous l'appellation de taxe Elia, a été introduite en juin 2005. Depuis le 1^{er} janvier 2008, les gestionnaires du réseau de distribution continuent à facturer la taxe Elia aux fournisseurs en dépit de sa suppression par le Gouvernement flamand. Les gestionnaires de réseau de distribution ont ainsi veillé à ce que leurs créances ouvertes en montants préfinancés soient récupérées. Les gestionnaires de réseau de distribution s'appuyaient sur l'article 6 de l'arrêté Ministériel du 13 mai 2005 comme base légale justifiant la poursuite de la facturation de la taxe Elia pendant l'exercice d'exploitation 2008.

En 2008, les gestionnaires de réseau de distribution appliquaient deux systèmes différents pour parvenir à la récupération des montants préfinancés. La différence entre ces deux systèmes se situe uniquement dans la période sur laquelle la récupération complète intervient :

- les gestionnaires de réseau de distribution du secteur mixte ont prévu une récupération progressive du préfinancement sur l'ensemble de l'année 2008. Cela a entraîné des montants différents (€/MWh) par gestionnaire de réseau de distribution, en fonction du montant encore à récupérer ;
- les gestionnaires de réseau de distribution du secteur pur s'en tenaient à un montant à facturer de 4,91 €/MWh et arrêteront la facturation au moment où tout aura été récupéré (=> pas de ventilation progressive sur l'année 2008).

Les montants étaient récupérés fin 2008. Cela a entraîné une forte diminution des prélèvements publics en Flandre en 2009.

3.6.2.2.2. Bruxelles

114. A Bruxelles, les prélèvements¹⁰⁹ publics régionaux suivants s'appliquent:

- cotisation destinée au financement des obligations de service public¹¹⁰ (> 6 et <= 9,6 kVa);
- surcharge taxe de voirie;
- autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux (impôt des sociétés¹¹¹).

Tableau I. Historique des montants unitaires pour les prélèvements publics régionaux, Bruxelles

en €/MWh, hors TVA	2007	2008	01/2009	10/2009	2010	2011	2012	2013	01/2014	04/2014	01/2015	02/2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
cotisation destinée au financement des obligations de service public (>6 et <= 9,6 kVa)*	3,63400	3,70248	3,87485	3,87485	3,87485	3,94333	4,08028	4,21724	4,25030	4,25067	4,25067	4,25067	4,28571	4,35419	4,45714	4,56000	4,62857	4,66286
surcharge taxe de voirie**	5,50351	5,65100	5,82475	5,82475	5,83800	6,01900	6,22900	6,36800	6,42900	6,42900	6,41200	6,41200	6,50100	6,63300	6,77408	6,93100	7,03000	7,08100
autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux (impôt des sociétés)**											0,34200	3,93200	4,04500	4,01000	4,25900	4,25500	3,13000	4,06400

*: client-type Ic1 = 0,91 €/m³ * 12 (mois) * 111 (kVa)

** : il s'agit des tarifs, tels que facturés par les GRD, des moyennes sur les gestionnaires de réseau de distribution lors de la sélection de cette étude et pour toute l'année pour un client-type Dc 2v 2018 (client-type Ic1): surcharge taxe de voirie = 3,515 €/kWh et autres prélèvements = 0,702 €/MWh

3.6.2.2.3. Wallonie

115. En Wallonie, les prélèvements¹¹² publics régionaux suivants s'appliquent :

- redevance de raccordement ;
- surcharge pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables¹¹³ ;
- taxe de voirie ;
- surcharge pour l'utilisation du domaine public ;
- impôt des sociétés¹¹⁴.

¹⁰⁹ Le cas échéant, tels qu'approuvés par la CREG pour le gestionnaire de réseau. Les gestionnaires de réseau de distribution imputent le montant de base, corrigé pour les pertes de réseau.

¹¹⁰ La cotisation pour les missions de service public (MSP ou OSP) sert à financer la politique régionale en matière d'utilisation rationnelle de l'énergie et elle est calculée sur la base de la puissance de raccordement, exprimée en kVA, notamment:

- l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE), notamment les primes d'énergie ;
- la gestion des certificats verts ;
- les coûts de fonctionnement du régulateur bruxellois BRUGEL ;
- les 6 maisons de l'énergie.

¹¹¹ En 2015, il a été décidé de soumettre les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution à l'impôt des sociétés. En Wallonie, cet impôt est imputé comme un prélèvement tout à fait distinct depuis juin 2015. En Flandre, il est imputé dans les tarifs d'utilisation du réseau (voir 3.5 Distribution). A Bruxelles (depuis février 2015), il est intégré dans les autres prélèvements.

¹¹² Le cas échéant, tels qu'approuvés par la CREG pour le gestionnaire de réseau. Les gestionnaires de réseau de distribution imputent le montant de base, corrigé pour les pertes de réseau.

¹¹³ Une hausse importante enregistrée en octobre 2012 résultait :

- d'une grande quantité de certificats verts mis sur le marché ;
- d'une forte demande des producteurs d'acheter leurs certificats verts au prix minimal garanti par Elia ; Elia avait alors demandé à pouvoir répercuter ce coût supplémentaire sur les tarifs, ce que la CREG avait accepté. La surcharge a ainsi été multipliée par 5, soit 5,9445 €/MWh.

Une deuxième adaptation importante est survenue le 1^{er} janvier 2013 ; elle s'explique par les mêmes raisons que celles ayant provoqué la première hausse d'octobre 2012. A compter du 1^{er} janvier 2013, la surcharge s'élève à 13,8159 €/MWh.

¹¹⁴ En 2015, il a été décidé de soumettre les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution à l'impôt des sociétés. En Wallonie, cet impôt est imputé comme un prélèvement tout à fait distinct depuis juin 2015. En Flandre, il est

Tableau m. Historique des montants unitaires pour les prélèvements publics régionaux, Wallonie

en €/MWh, hors TVA	2007	2008	01/2009	10/2009	2010	2011	01/2012	10/2012	2013	2014	01/2015	06/2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
redevance de raccordement	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000	0,75000
surcharge pour le financement des mesures de soutien pour l'énergie renouvelable*							1,18890	5,94450	13,81590	13,81590	13,81590	13,81590	13,81590	13,81590	13,81590	13,81590	13,81590	13,81590
surcharge taxe de voirie	2,00000	2,07900	2,07900	2,12400	2,16300	2,20200	2,24200	2,24200	2,60900	2,64100	2,66600	2,66600	2,70400	2,72600	2,73350	2,91348	2,86075	2,86075
surcharge pour occupation du domaine public	0,23420	0,23390	0,23390	0,23390	0,25400	0,24330	0,22750	0,22750	0,29860	0,34460	0,34460	0,34460	0,34460	0,26950	0,28890	0,33400	0,33780	0,33380
impôt des sociétés**												4,40310	4,42595	5,12950	5,12950	5,03923	4,16225	4,16225

*: Ce tarif s'applique à l'énergie prélevée nette pour tous les niveaux de tension

**au point de départ des transformations vers les réseaux 70/36/30 kV, dans les réseaux 70/36/30kV et au point de départ pour les transformations vers MT".

** : il s'agit des tarifs, tels que facturés par les GRD, des moyennes sur les gestionnaires de réseau de distribution lors de la sélection de cette étude et pour toute l'année

3.7. TAXE SUR L'ÉNERGIE ET TVA

116. La taxe sur l'énergie finance le Fonds pour l'équilibre financier de la sécurité sociale. Pour les clients professionnels raccordés au réseau moyenne tension, les clients-types Ic1, un tarif 0 s'applique à la taxe sur l'énergie. Une TVA est due sur la taxe sur l'énergie.

Dans la mesure où la TVA est appliquée à l'ensemble des composantes, son évolution est comparable à celle du prix total. S'agissant des clients professionnels, les clients-types Ic et Ic1, il n'est pas tenu compte de la TVA, étant donné qu'ils peuvent la récupérer.

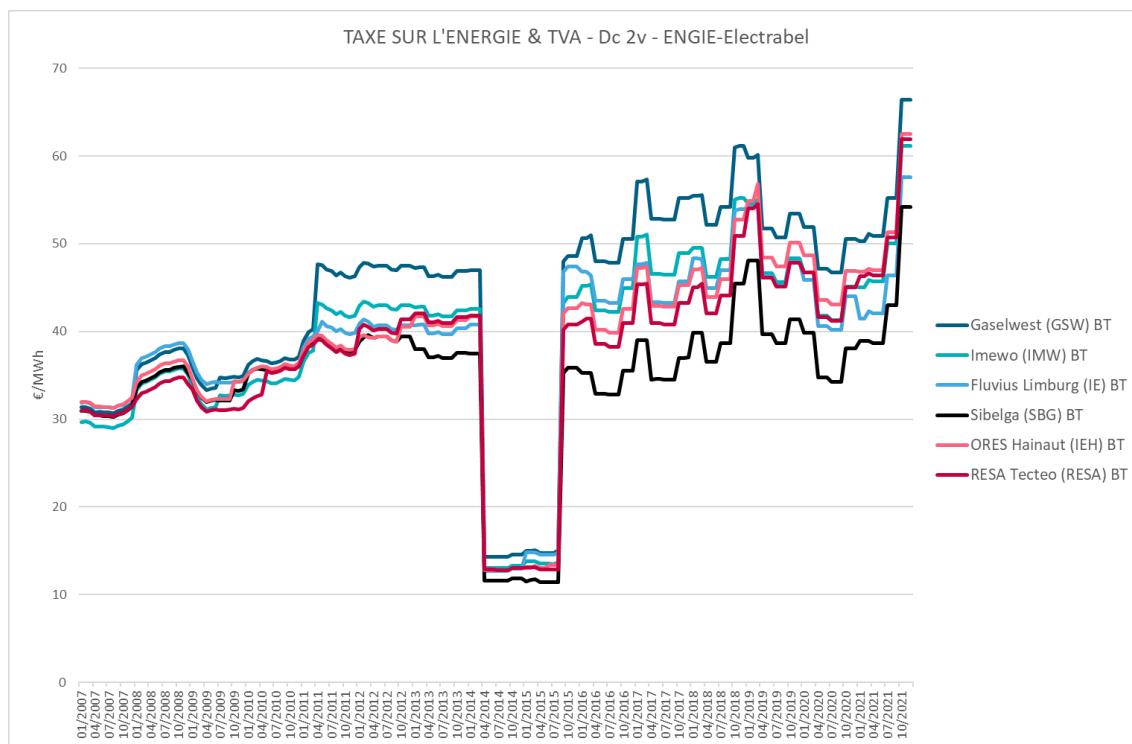
3.7.1. Représentation graphique de l'évolution

117. Les graphiques 60 et 61 montrent l'évolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA, en € par MWh, pour le client-type Dc 2v chez les différents gestionnaires de réseau de distribution approvisionnés par Engie-Electrabel d'une part, et par Lampiris d'autre part¹¹⁵.

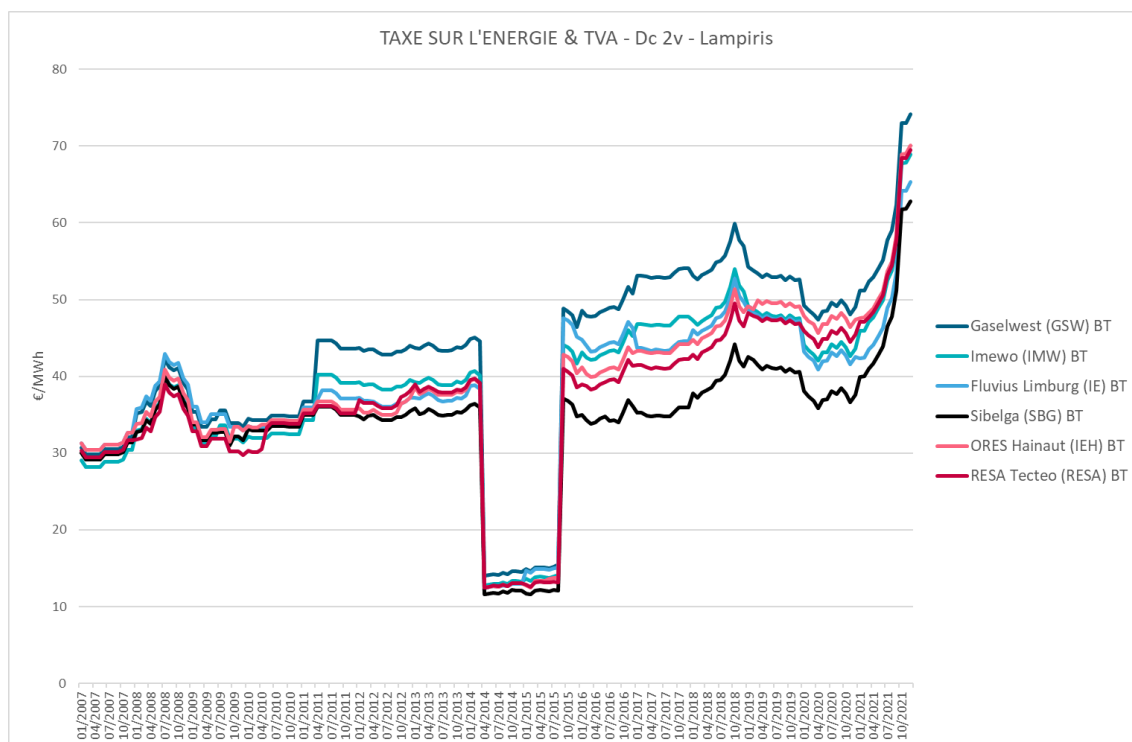
imputé dans les tarifs d'utilisation du réseau (voir 3.5 Distribution). A Bruxelles (depuis février 2015), il est intégré dans les autres prélèvements.

¹¹⁵ Pour limiter le nombre de graphiques et étant donné qu'on note la même évolution que celle du prix total, le calcul n'a été illustré que pour ces 2 fournisseurs.

Graphique 60: évolution taxe sur l'énergie et TVA Dc 2v – Engie-Electrabel



Graphique 61: évolution taxe sur l'énergie et TVA Dc 2v – Lampiris



118. Après la composante énergie et le tarif de réseau de distribution, cette composante « taxe sur l'énergie et TVA », est le poste qui pèse le plus sur la facture d'un client résidentiel.

3.7.2. Historique et composition

119. Le tableau ci-après offre un aperçu des montants unitaires pour la taxe sur l'énergie.

Tableau n. Historique des montants unitaires pour la taxe sur l'énergie

en €/MWh, hors TVA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
taxe sur l'énergie - BT	1,90876	1,90876	1,90876	1,90876	1,90876	1,90876	1,90876	1,90876	1,91400	1,92610	1,92610	1,92610	1,92610	1,92610	1,92610
taxe sur l'énergie - MT	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

120. La TVA s'applique à toutes les composantes, sauf à la redevance de raccordement en Région wallonne, à la contribution au fonds énergie en Flandre et à la cotisation fédérale (à partir d'avril 2014: voir ci-après), dont les montants ne sont pas soumis à la TVA.

Afin d'encourager la compétitivité et l'emploi, le gouvernement fédéral a pris en 2014 deux mesures ayant un impact sur la TVA :

- le tarif TVA pour la fourniture d'électricité à des clients résidentiels est passé de 21 % à 6 %¹¹⁶ du 1^{er} avril 2014 au 31 décembre 2015¹¹⁷ ;

A partir du 1^{er} septembre 2015, le gouvernement fédéral a décidé d'annuler de manière anticipée cette baisse de la TVA et d'appliquer à nouveau une TVA de 21 %¹¹⁸.

- la cotisation fédérale n'est plus reprise dans la base imposable pour le calcul de la TVA à compter du 1^{er} avril 2014. Jusqu'au 31 mars, il était spécifiquement stipulé dans l'article 21 § 1^{er} de la loi électricité que la cotisation fédérale était soumise à la TVA. Cette disposition a été supprimée par l'article 7 de la loi du 15 mai 2014 portant exécution du pacte de compétitivité, d'emploi et de relance¹¹⁹.

4. CALCULS CLIENTS-TYPES GAZ NATUREL

4.1. INTÉRÊT DES DIFFÉRENTES COMPOSANTES ET ÉVOLUTION DU PRIX TOTAL

121. Les composantes tarifaires qui déterminent les grandes tendances des prix sont :

- le prix de l'énergie;
- le tarif de réseau de distribution;

¹¹⁶ Les kWh gratuits restent soumis à une TVA de 21 % jusqu'à fin 2014.

¹¹⁷ Arrêté royal du 21 mars 2014 modifiant les arrêtés royaux n° 4 et 20 relatifs à la taxe sur la valeur ajoutée.

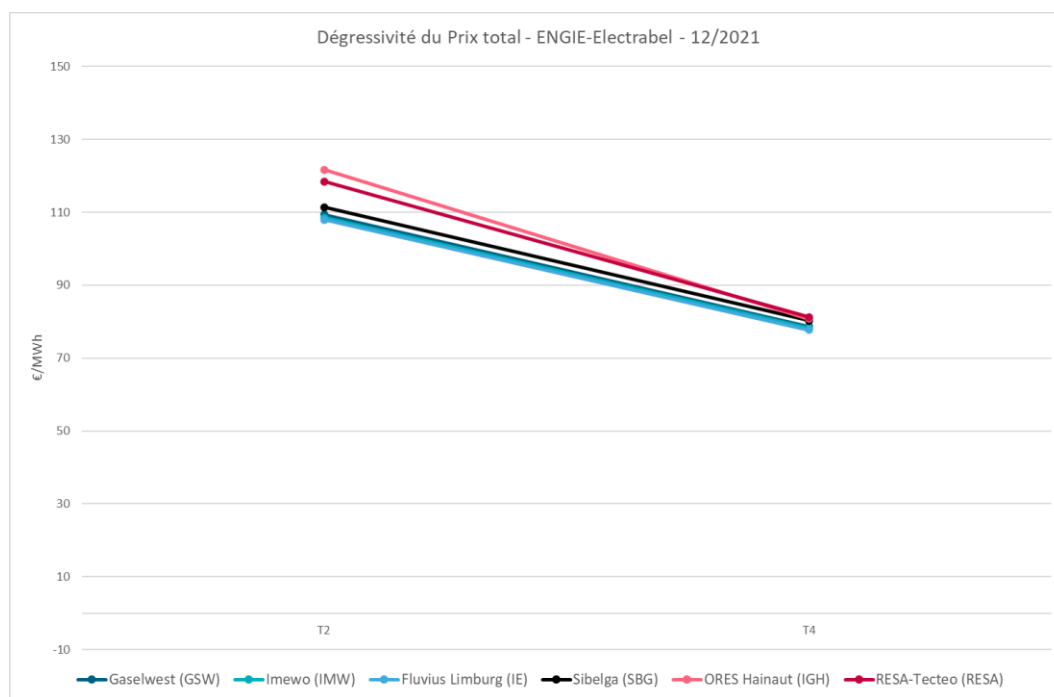
¹¹⁸ Les kWh gratuits restent soumis à une TVA de 6 % jusqu'à fin 2015.

¹¹⁹ La cotisation fédérale est due sur chaque kWh que les clients finals établis sur le territoire belge prélèvent du réseau pour leur usage propre. La CREG calcule et publie les surcharges unitaires des différentes composantes de la cotisation fédérale électricité et gaz naturel. Le gestionnaire de réseau est chargé de la perception de la cotisation et de la facture aux titulaires d'un contrat d'accès et aux gestionnaires de réseau de distribution qui peuvent la porter en compte à leurs propres clients pour autant qu'ils ne consomment pas eux-mêmes les kWh prélevés du réseau et ce jusqu'au moment où la cotisation susvisée est finalement facturée au client. Il résulte de ce qui précède que le client final établi sur le territoire belge doit être considéré comme débiteur de sorte que la cotisation fédérale qui est répercutée constitue un débours au sens de l'article 28, 5° du code de la TVA et ne fait donc pas partie de la base d'imposition pour le calcul de la TVA qui est due sur les fournitures d'électricité, pour autant qu'elle soit mentionnée séparément sur la facture.

La part du tarif de réseau de distribution diminue au fur et à mesure que le volume augmente. Cela s'explique par la dégressivité¹²⁰ des tarifs de réseau de distribution.

Le graphique suivant présente la dégressivité du prix total en décembre 2021 dans les différentes zones de distribution pour Engie-Electrabel. Il en ressort que le tarif pour le client-type T4 atteint en moyenne 70,43 % du tarif client-type T2. Les données obtenues pour les autres fournisseurs reflètent la même tendance.

Graphique 62: dégressivité du prix total, décembre 2021, Engie-Electrabel



- la taxe sur l'énergie et la TVA (pour les clients résidentiels).

122. Il ressort des diagrammes circulaires pour 2021 que l'importance relative des différentes composantes varient fortement en fonction du client-type, de la zone de distribution, de la région (...).

Les 2 premiers diagrammes circulaires illustrent la composition proportionnelle du prix total pour un client-type T2 tant pour le gestionnaire de réseau de distribution flamand Imewo que pour le gestionnaire de réseau de distribution wallon Ores Hainaut Gaz. Le troisième diagramme circulaire illustre la composition proportionnelle du prix total pour un client-type T4 pour le gestionnaire de réseau de distribution wallon Ores Hainaut Gaz. Les 3 diagrammes circulaires sont établis pour un même fournisseur.

La composante « taxe sur l'énergie et TVA », qui représente en 2020 environ 19 % du prix total des clients résidentiels basse pression, ne représente que 2 % du prix final total pour un client-type T4. De même, la composante « distribution » représente une part importante du prix total pour les clients résidentiels basse pression (17 % et 24 % respectivement), alors que pour les clients-type T4, elle n'est « que » de 9 %. En revanche, la composante « énergie » représente 83 % du prix total pour un client-

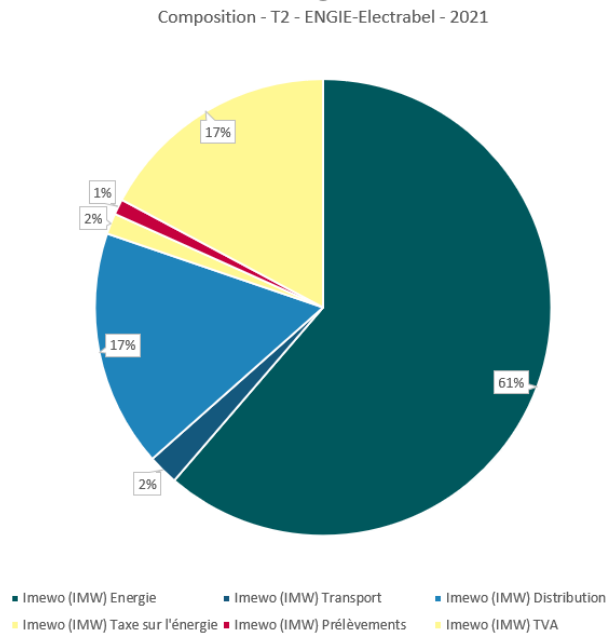
¹²⁰ La dégressivité est provoquée par plusieurs facteurs :

- la fixation de prix des fournisseurs, composée d'une redevance fixe et d'un terme proportionnel ;
- la tarification des gestionnaires de réseau de distribution ;
- la TVA déductible chez les clients professionnels.

type T4, tandis que pour les clients résidentiels basse pression, elle représente une part plus faible, à savoir 61 % et 51 %.

Diagrammes circulaires pour un client-type T2 chez un gestionnaire de réseau de distribution flamand et wallon

Graphique 63: composition proportionnelle du prix total, T2, Imewo (IMW) – Engie-Electrabel



Graphique 64: composition proportionnelle du prix total, T2, Ores Hainaut Gaz (IGH) – Engie-Electrabel

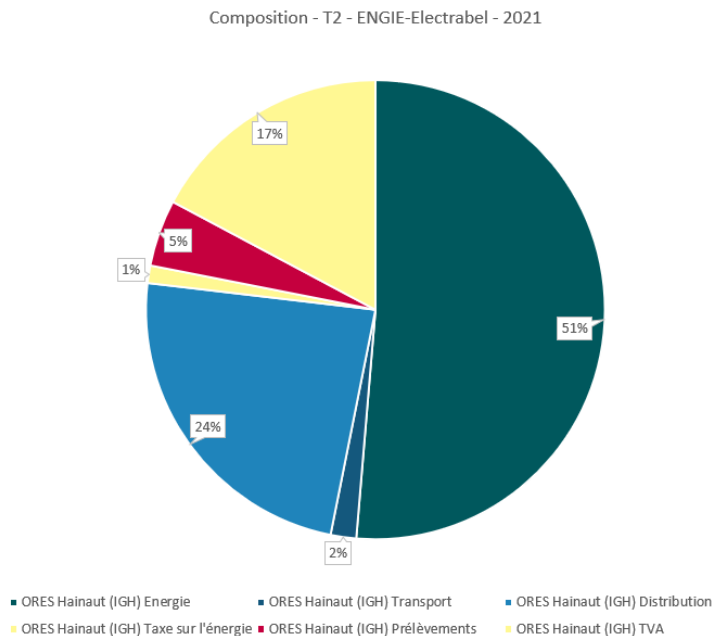
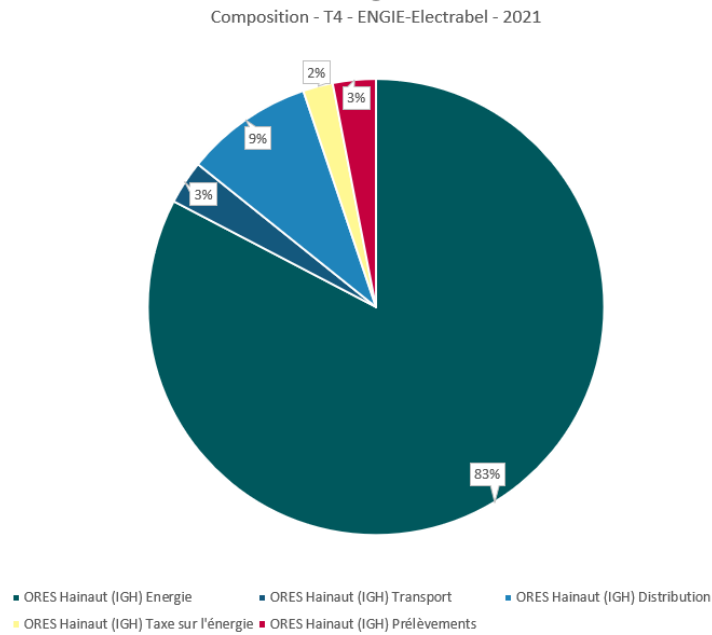


Diagramme circulaire pour un client-type T4 chez un gestionnaire de réseau de distribution wallon

Graphique 65: composition proportionnelle du prix total, T4, Ores Hainaut Gaz (IGH) – Engie-Electrabel

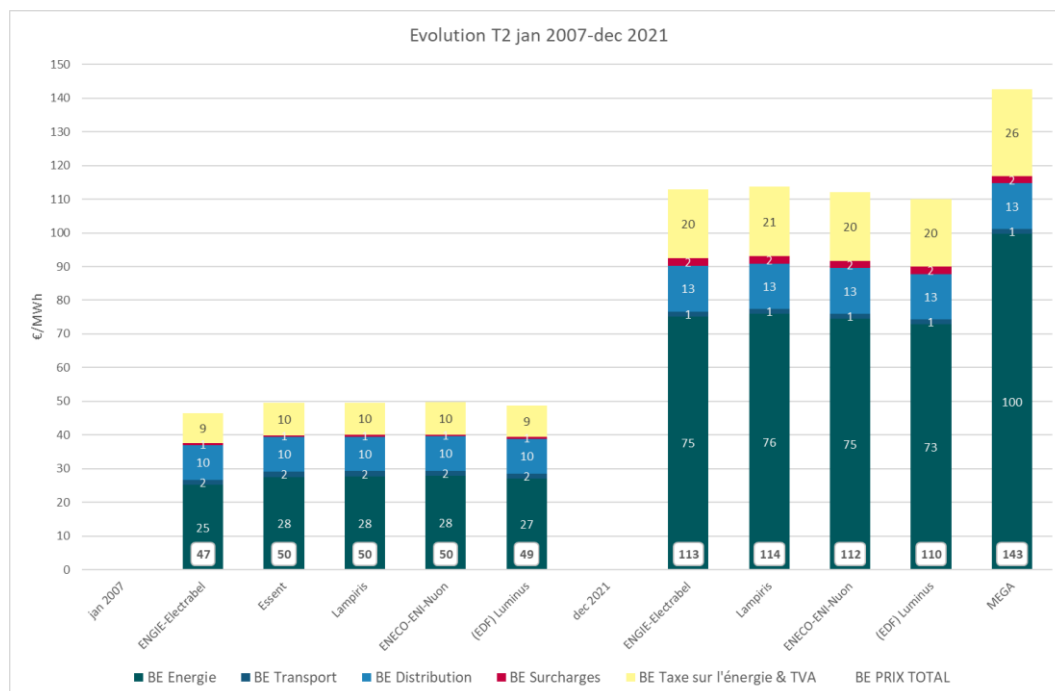


4.1.1. Clients résidentiels - client-type T2

123. Entre 2007 et 2021, le prix total a augmenté en moyenne de 58,38 % pour un client-type T2. Entre 2020 et 2021, le prix total moyen pour tous les fournisseurs a augmenté conjointement de 27,08 €/MWh, c'est-à-dire de 56,15 %. Cette évolution diffère par région et par fournisseur.

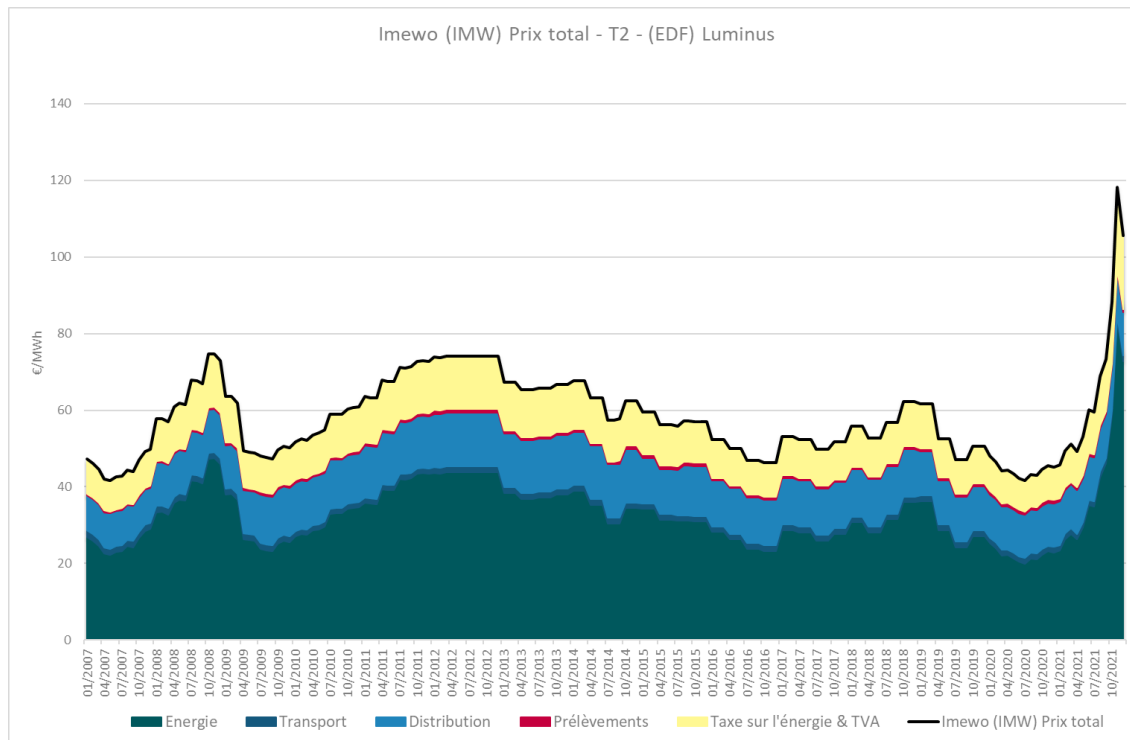
Le graphique ci-dessous illustre le prix total moyen par fournisseur pour janvier 2007 et décembre 2021.

Graphique 66: prix total moyen par fournisseur, T2, janvier 2007 – décembre 2021

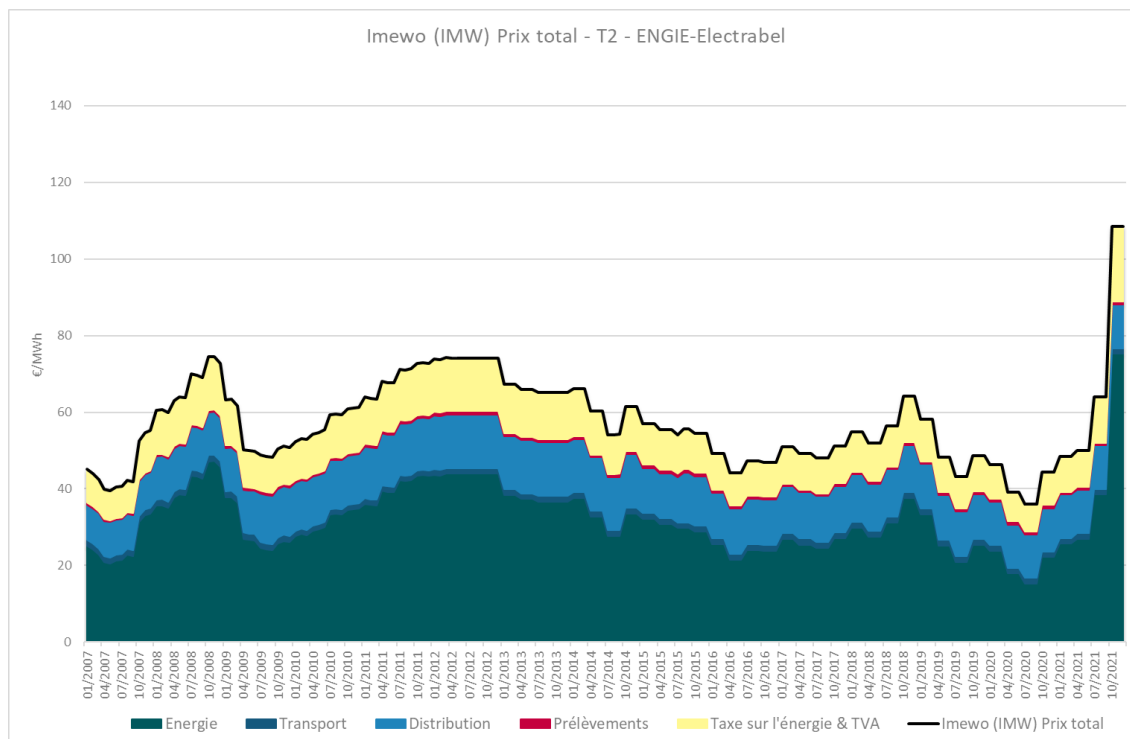


124. Les graphiques 67 à 71¹²¹ rendent compte de l'évolution, en € par MWh, des 5 composantes pour un client-type T2.

Graphique 67: évolution des 5 principales composantes du prix total, T2, Imewo – (EDF) Luminus

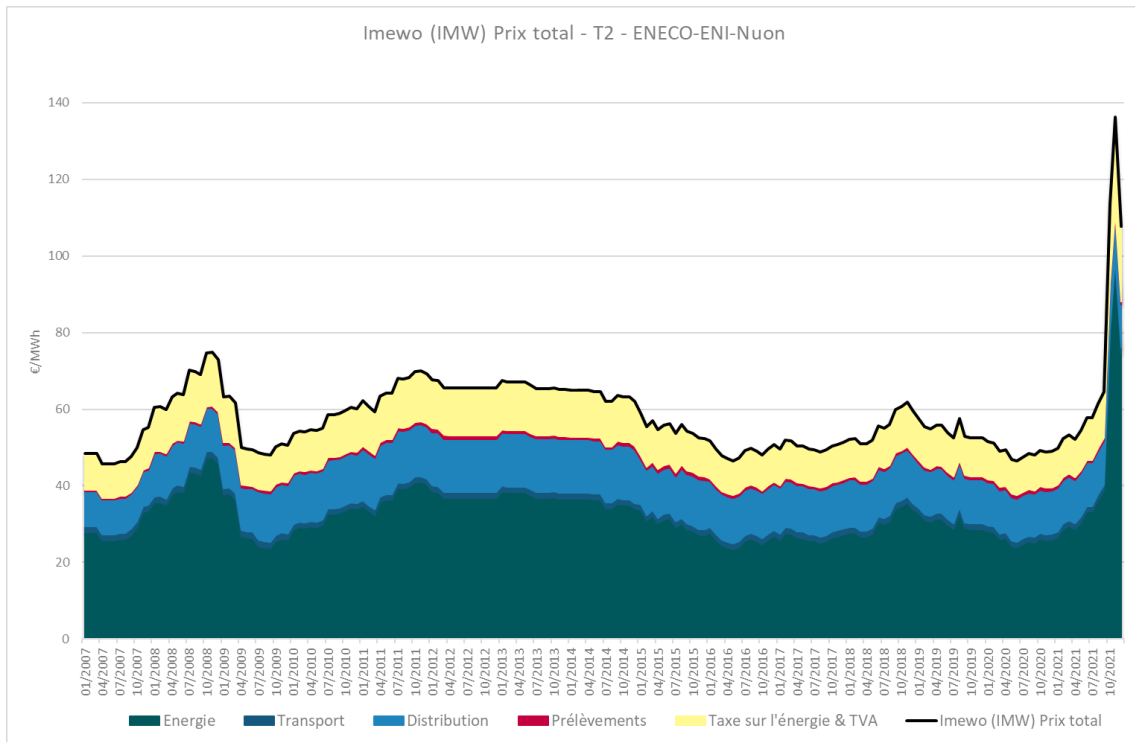


Graphique 68: évolution des 5 principales composantes du prix total, T2, Imewo – Engie-Electrabel

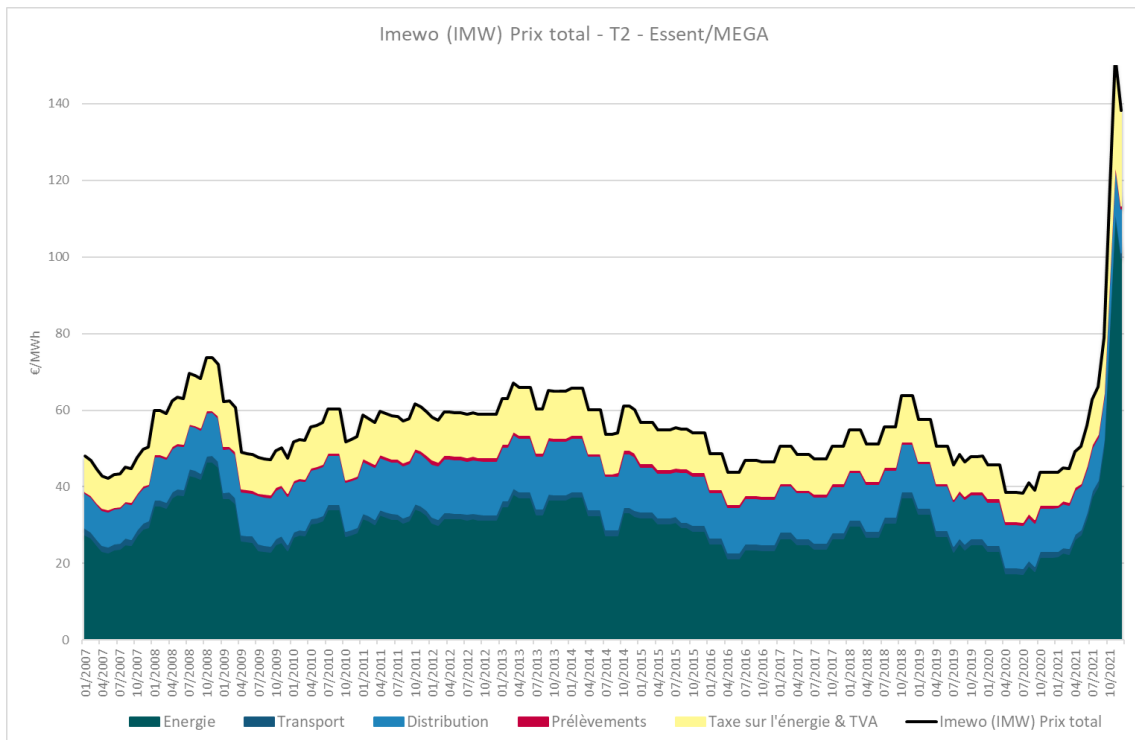


¹²¹ Afin de limiter le nombre de graphiques dans le texte, les figures d'un client-type 2 sont celles du gestionnaire de réseau de distribution Imewo. Les différences entre les régions seront détaillées au moment d'évoquer les composantes individuelles plus loin dans le texte!

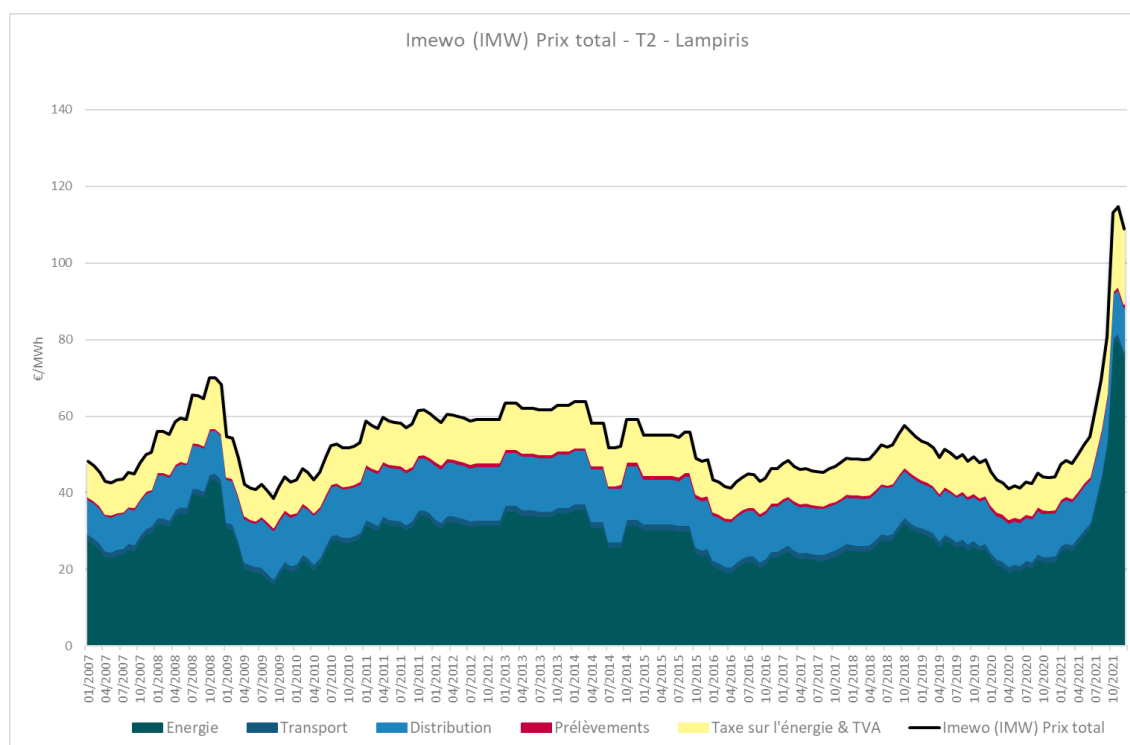
Graphique 69: évolution des 5 principales composantes du prix total, T2, Imewo – Eneco-Eni-Nuon



Graphique 70: évolution des 5 principales composantes du prix total, T2, Imewo – Essent/Mega



Graphique 71: évolution des 5 principales composantes du prix total, T2, Imewo – Lampiris



125. En novembre 2008, le prix total a atteint son niveau le plus élevé et ce tant pour les consommateurs résidentiels que pour les clients professionnels. Par la suite, le prix total a baissé très fortement pour remonter ensuite à partir de juillet 2009. En juillet 2012, le prix total chez différents fournisseurs était quasiment aussi élevé qu'à l'été 2008.

En 2013, le prix total suit une courbe descendante chez certains fournisseurs (Engie-Electrabel, Eneco-Eni-Nuon), alors qu'il est plutôt stable chez d'autres fournisseurs ((EDF) Luminus, Lampiris) voire augmente légèrement (Essent). En 2014, le prix est en diminution pendant les 2 premiers trimestres 2014, puis connaît un troisième trimestre stable et un quatrième trimestre en hausse, avant de rediminuer légèrement en fin d'année chez tous les fournisseurs. En 2015, ce prix total baisse chez tous les fournisseurs, même si, chez les gestionnaires de réseau de distribution wallons, on observe une légère augmentation au début de 2015 pour un client-type T2.

En 2016, la CREG observe des évolutions différentes selon les fournisseurs. Chez (EDF) Luminus, on observe une diminution progressive du prix total. Chez Engie-Electrabel et Essent, on observe d'abord une diminution suivie d'une augmentation, avant de constater une relative stabilité au 2^e semestre. L'évolution chez Eneco-Eni-Nuon et Lampiris est davantage en dents de scie, avec une diminution au 1^{er} trimestre, une augmentation au 2^e, une rechute au 3^e trimestre et enfin un rebond au 4^e. On constate également que les écarts entre les différents gestionnaires de réseau de distribution se creusent avec le temps. En 2017, on observe une évolution similaire chez (EDF) Luminus, Engie-Electrabel et Essent (fournisseurs proposant un produit variable avec indexations trimestrielles), à savoir une diminution graduelle pendant les 3 premiers trimestres et une augmentation au dernier trimestre. Chez Eneco-Eni-Nuon et Lampiris (fournisseurs proposant un produit fixe), on observe la même évolution mais avec une correction tous les mois.

En 2018, on observe une évolution similaire chez (EDF) Luminus, Engie-Electrabel et Essent (fournisseurs proposant un produit variable avec indexations trimestrielles), à savoir une diminution graduelle pendant les deux premiers trimestres et une augmentation à partir du troisième trimestre. Chez Eneco-Eni-Nuon et Lampiris (fournisseurs proposant un produit fixe), on constate déjà une hausse au 2^e trimestre, suivie d'un léger recul au début du 2^e semestre, avant que les prix ne remontent

jusqu'en décembre. La hausse plus marquée du 4^e trimestre peut s'expliquer par la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO₂. Pour les produits à « formule de prix fixe », on observe une nouvelle baisse fin 2018, entraînée par les prix sur les marchés de gros. En 2019, on observe que les prix, après avoir augmenté au cours du 4^e trimestre 2018, ont, à nouveau, diminué et qu'ils ont suivi l'évolution sur les marchés de gros.

Au premier semestre 2020, comme en 2019, l'offre de gaz naturel est restée excédentaire, notamment en raison des fournitures de GNL à l'Europe qui ne cessent d'augmenter. La période hivernale a également été (encore) plus douce que les années précédentes. Mi-2020, les cotations de gaz ont atteint leur niveau le plus bas, en raison notamment du taux de remplissage élevé des sites de stockage de gaz en Europe et, dans une mesure très limitée, en raison de la pandémie de Covid-19 susmentionnée (voir point 3.2.2.2). Au début du quatrième trimestre, les cotations sur le marché de gros sont revenues à un niveau considéré comme normal, ce qui se reflète dans les prix du gaz naturel pour le consommateur.

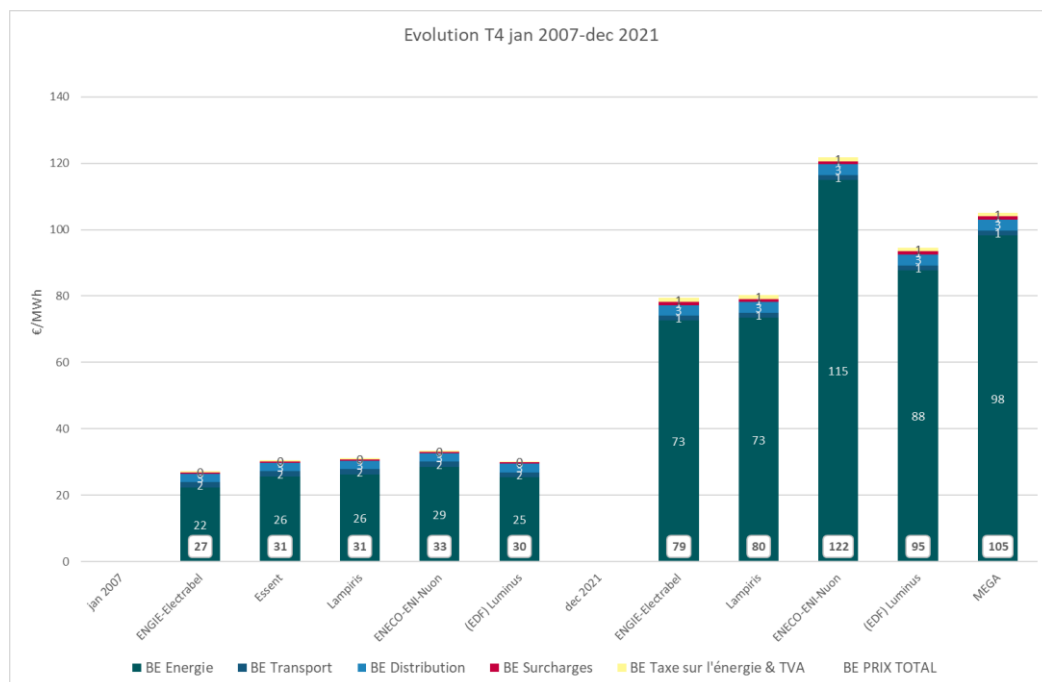
S'agissant du niveau des prix du gaz naturel, le premier trimestre de 2021 est comparable au dernier trimestre de 2020. A partir du deuxième trimestre de 2021, la CREG observe des augmentations importantes des prix du gaz naturel. Les principaux facteurs expliquant cette hausse des prix sont l'essor de l'activité économique en Chine, l'augmentation du prix du CO₂ qui dope la demande en gaz naturel pour produire de l'électricité, les niveaux de stockage inférieurs aux normes saisonnières et une diminution de l'offre de gaz naturel par canalisation (principalement depuis la Russie). Nous constatons, surtout aux troisième et quatrième trimestres, que cette évolution se poursuit sans relâche.

4.1.2. Clients professionnels – client-type T4

126. Entre 2007 et 2021, le prix total moyen a augmenté de 71,63 % pour un client-type T4. Entre 2020 et 2021, le prix total moyen pour tous les fournisseurs a augmenté conjointement de € 27,72/MWh, c'est-à-dire de 121,46 %. Cette augmentation diffère par région et par fournisseur.

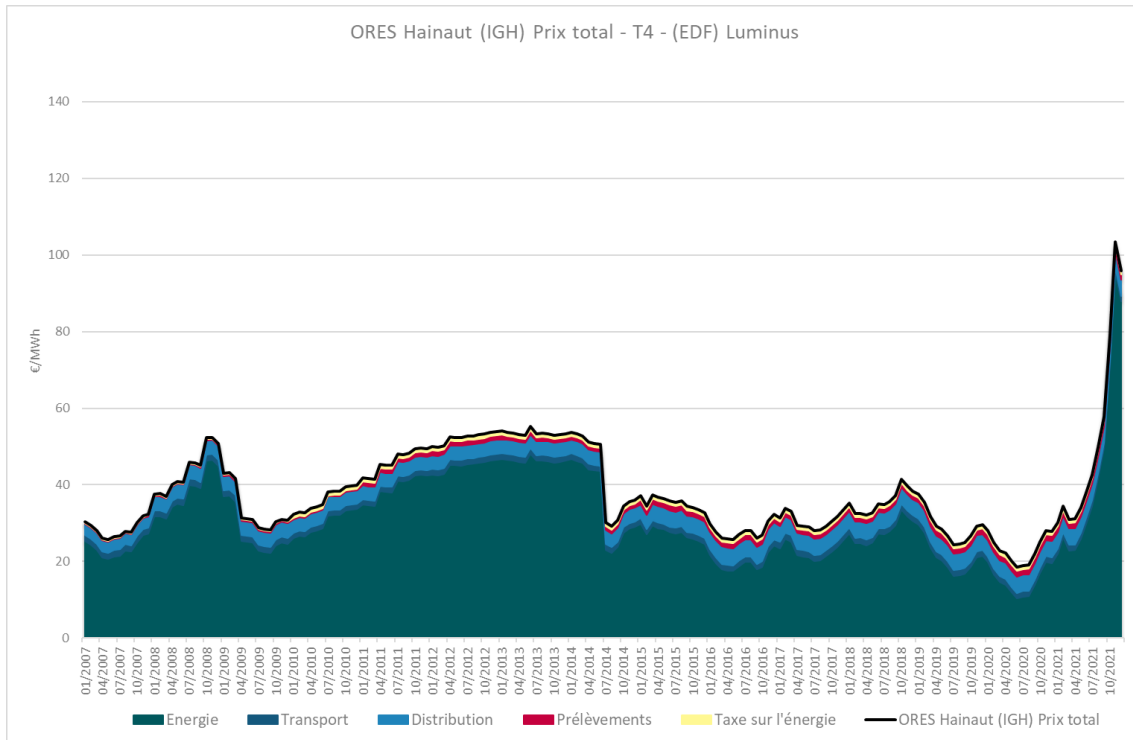
Le graphique ci-dessous illustre le prix total moyen par fournisseur pour janvier 2007 et décembre 2021.

Graphique 72: Prix total moyen par fournisseur, T4, janvier 2007 – décembre 2021

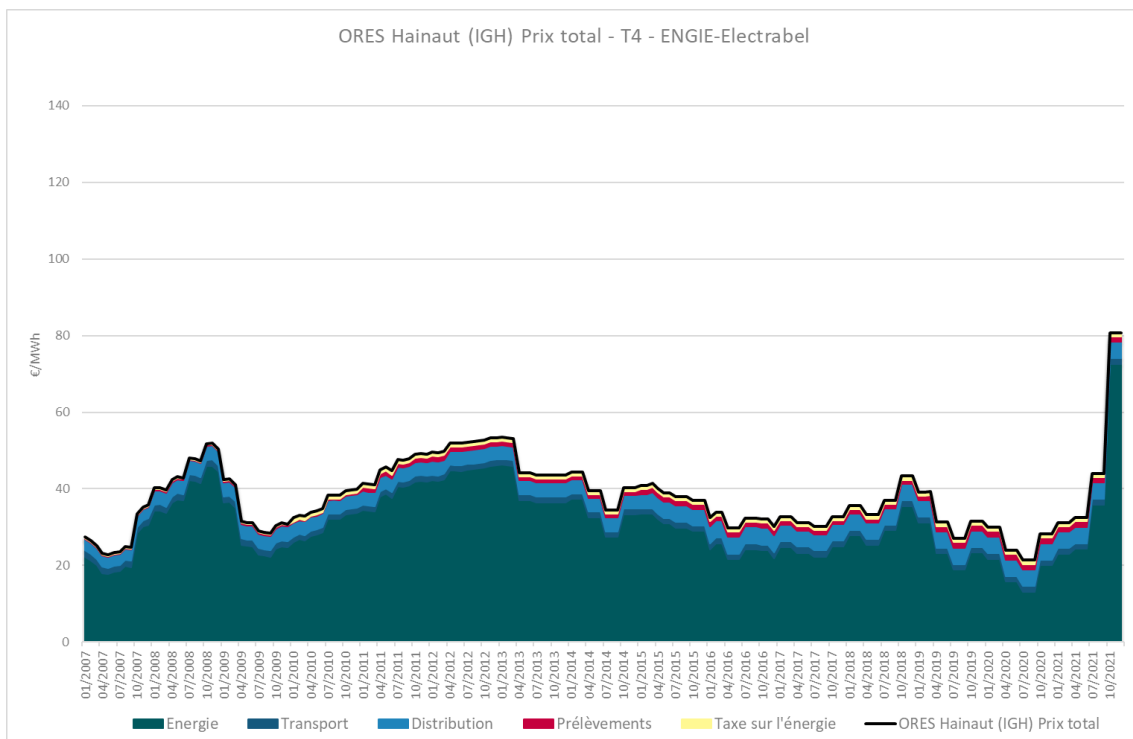


127. Les graphiques 73 à 77¹²² rendent compte de l'évolution, en € par MWh, des 5 composantes pour un client-type T4.

Graphique 73: Evolution des 5 principales composantes du prix total, T4, Ores Hainaut GAZ – (EDF) Luminus

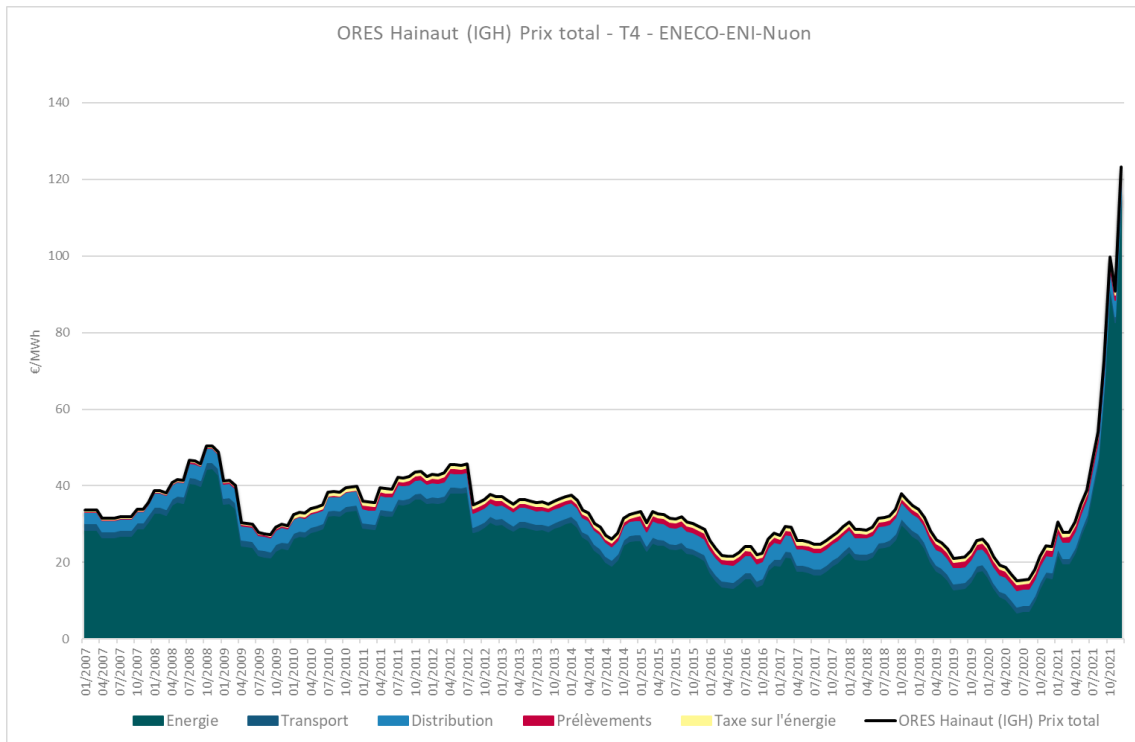


Graphique 74: Evolution des 5 principales composantes du prix total, T4, Ores Hainaut GAZ – Engie-Electrabel

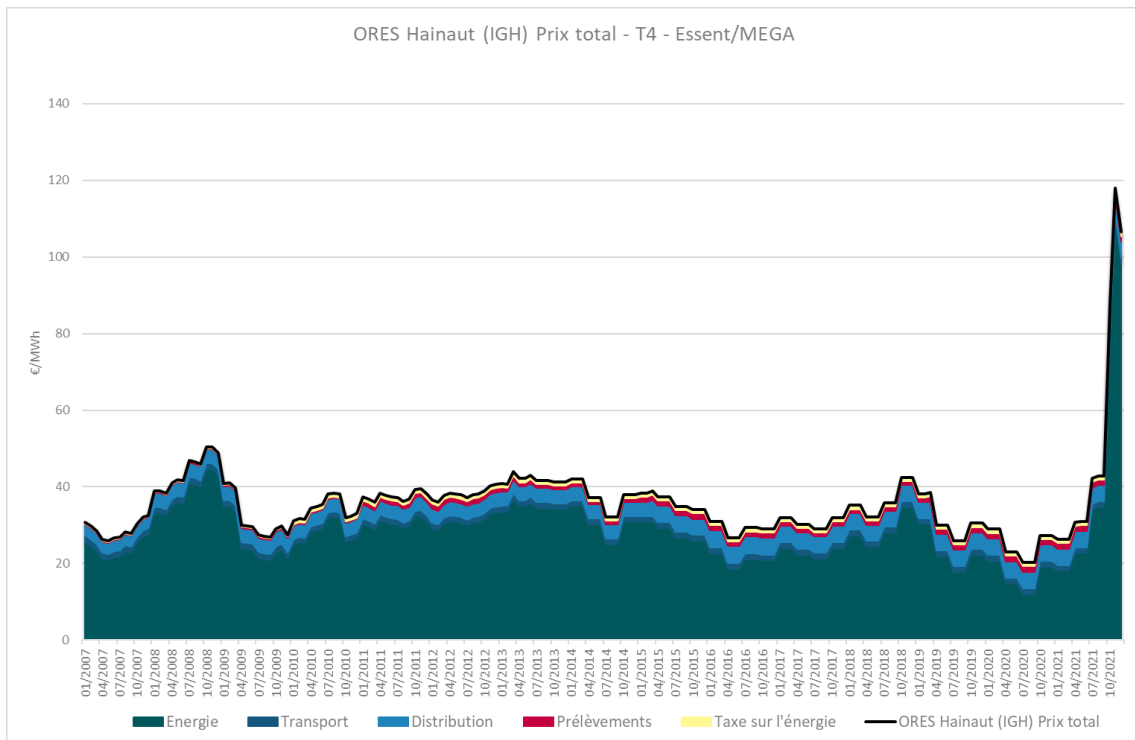


¹²² Afin de limiter le nombre de graphiques dans le texte, les figures d'un client-type 4 sont celles du gestionnaire de réseau de distribution ORES Hainaut Gaz. Les différences entre les régions seront détaillées au moment d'évoquer les composantes individuelles plus loin dans le texte!

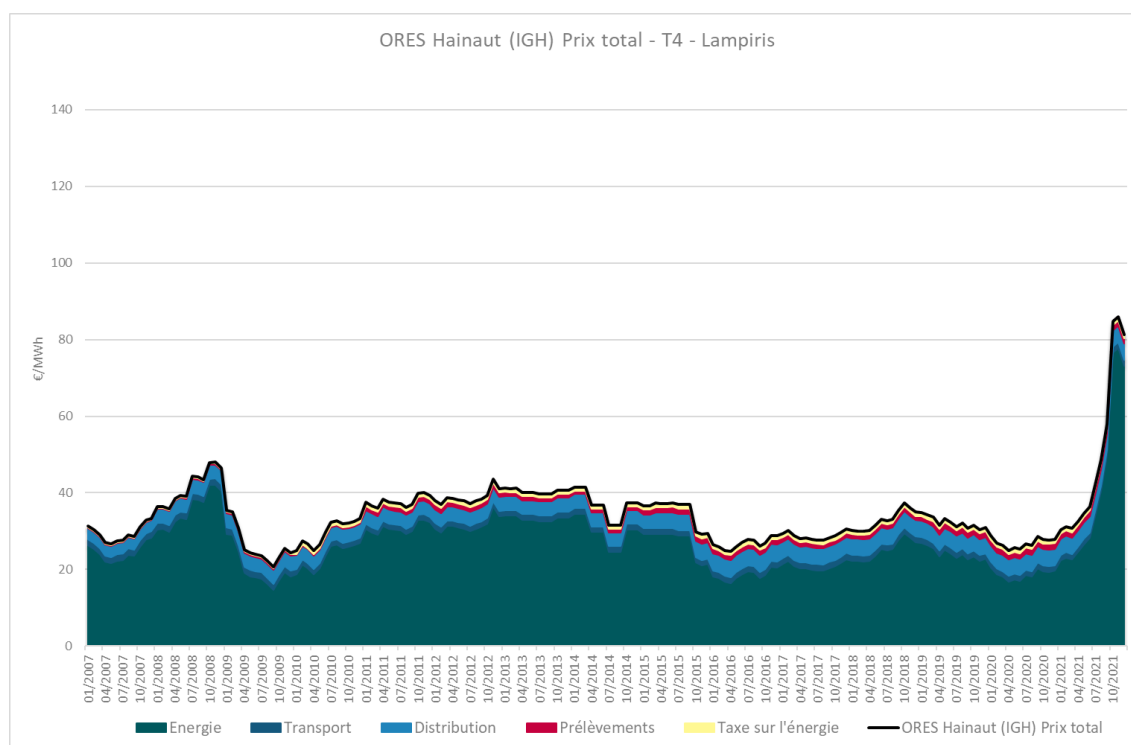
Graphique 75: Evolution des 5 principales composantes du prix total, T4, Ores Hainaut GAZ – Eneco-Eni-Nuon



Graphique 76: Evolution des 5 principales composantes du prix total, T4, Ores Hainaut GAZ – Essent/Mega



Graphique 77: Evolution des 5 principales composantes du prix total, T4, Ores Hainaut GAZ – Lampiris



128. En novembre 2008, le prix total a atteint son niveau le plus élevé, et ce tant pour les consommateurs résidentiels que pour les clients professionnels. Par la suite, le prix total a baissé très fortement pour remonter ensuite à partir de juillet 2009. En juillet 2012, le prix total chez différents fournisseurs était quasiment aussi élevé qu'à l'été 2008.

En 2013, le prix total suit une courbe descendante chez certains fournisseurs (Engie-Electrabel, Eneco-Eni-Nuon), alors qu'il est plutôt stable chez d'autres fournisseurs ((EDF) Luminus, Lampiris) voire augmente légèrement (Essent). En 2014, le prix est en diminution pendant les 2 premiers trimestres 2014, puis connaît un troisième trimestre stable et un quatrième trimestre en hausse, avant de rediminuer légèrement en fin d'année chez tous les fournisseurs. En 2015, ce prix total baisse chez tous les fournisseurs.

En 2016, on observe des évolutions différentes selon les fournisseurs. L'évolution du prix total chez (EDF) Luminus, Eneco-Eni-Nuon et Lampiris est davantage en dents de scie, avec une diminution au 1^{er} trimestre, une augmentation au 2^e, une rechute au 3^e trimestre et enfin un rebond au 4^e. Chez Engie-Electrabel, on constate une faible augmentation suivie d'une diminution, puis une stabilisation au 2^e trimestre avant que le prix ne remonte au 3^e trimestre et redescende au 4^e. Chez Essent, le prix total reste stable au début, avant de chuter, de remonter légèrement et de retrouver une stabilité pour le reste de l'année. En 2017, on observe une évolution similaire chez tous les fournisseurs, à savoir une légère diminution pendant les 3 premiers trimestres et une augmentation au dernier trimestre.

En 2018, on observe une évolution similaire chez tous les fournisseurs, à savoir une légère diminution pendant les deux premiers trimestres et une augmentation à compter du deuxième trimestre. La hausse légèrement plus marquée du 4^e trimestre peut s'expliquer par la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO₂. Pour les produits à « formule de prix fixe », on observe une nouvelle baisse fin 2018, entraînée par les prix sur les marchés de gros. En 2019, on observe que les prix, après avoir augmenté au cours du 4^e trimestre de 2018, ont, à nouveau, diminué et qu'ils ont suivi l'évolution des marchés de gros.

Au premier semestre 2020, comme en 2019, l'offre de gaz naturel est restée excédentaire, notamment en raison des fournitures de GNL à l'Europe qui ne cessent d'augmenter. La période hivernale a également été (encore) plus douce que les années précédentes. Mi-2020, les cotations de gaz ont atteint leur niveau le plus bas, en raison notamment du taux de remplissage élevé des sites de stockage de gaz en Europe et, dans une mesure très limitée, en raison de la pandémie de Covid-19 susmentionnée (voir point 3.2.2.2). Au début du quatrième trimestre, les cotations sur le marché de gros sont revenues à un niveau considéré comme normal, ce qui se reflète dans les prix du gaz naturel pour le consommateur.

S'agissant du niveau des prix du gaz naturel, le premier trimestre de 2021 est comparable au dernier trimestre de 2020. A partir du deuxième trimestre de 2021, la CREG observe des augmentations importantes des prix du gaz naturel. Les principaux facteurs expliquant cette hausse des prix sont l'essor de l'activité économique en Chine, l'augmentation du prix du CO₂ qui dope la demande en gaz naturel pour produire de l'électricité, les niveaux de stockage inférieurs aux normes saisonnières et une diminution de l'offre de gaz naturel par canalisation (principalement depuis la Russie). Nous constatons, surtout aux troisième et quatrième trimestres, que cette évolution se poursuit sans relâche.

4.2. ENERGIE

129. Il s'agit du prix de l'énergie, hors taxe sur l'énergie et TVA. A la demande de la CREG, (EDF) Luminus, Engie-Electrabel, Eneco-Eni-Nuon, Essent/Mega et Lampiris ont transmis leurs fiches tarifaires¹²³. Le tableau suivant fournit un aperçu des tarifs utilisés par fournisseur et client-type. Les calculs de prix des fournisseurs reposent sur des formules tarifaires mensuelles qui, en cas de produit à prix variable de l'énergie, sont indexées sur la base des paramètres d'indexation qui sont d'application pour le mois en cours.

Tarif par type de clients	T2	T4
(EDF) Luminus	Luminus Actief / Actief+ / Comfy	Luminus Optimum Pro / Business budget flex 2 ans
ENGIE-Electrabel	Electrabel EnergyPlus (GAS 30/GAS1000) / Easy indexé	Electrabel Expert (ECS 4000) / Direct / EazyBiz
ENECO-ENI-Nuon	Nuon gaz naturel / ENI gaz naturel 1 an / Relax gaz 3 ans / Plus / Plus gaz naturel / Eneco Plus gaz naturel	Nuon gaz naturel / ENI gaz naturel / Eneco gaz naturel
MEGA-Essent	Essent gaz naturel variable (Essent 30) / Eco / Variable 1 an / Easy fix / Easy variable	Essent gaz naturel variable (Essent 400) / Eco / Variable 1 an / Variable Pro
Lampiris	Lampiris gaz naturel / ZEN / Top	cfr T2

130. Les fiches tarifaires des fournisseurs donnent un prix de l'énergie incluant le transport¹²⁴. Le tarif de transport est toutefois exprimé en termes de capacité. Avant de neutraliser cette composante de transport dans le prix de l'énergie, il a fallu d'abord convertir ce tarif en €/MWh. A cet effet, des hypothèses ont été avancées sur le plan du pourcentage de conversion kWh/m³ (voir numéro 162) et sur le plan de la capacité des clients-types. Il faut donc considérer les résultats obtenus pour la partie purement énergie avec prudence.

¹²³ Engie-Electrabel et Eneco-Eni-Nuon ont transmis un tarif distinct pour un client-type T4. Les autres fournisseurs ne disposent pas de fiches tarifaires pour ce groupe de clients. C'est pourquoi on utilise le même tarif et les mêmes formules que pour un client-type T3.

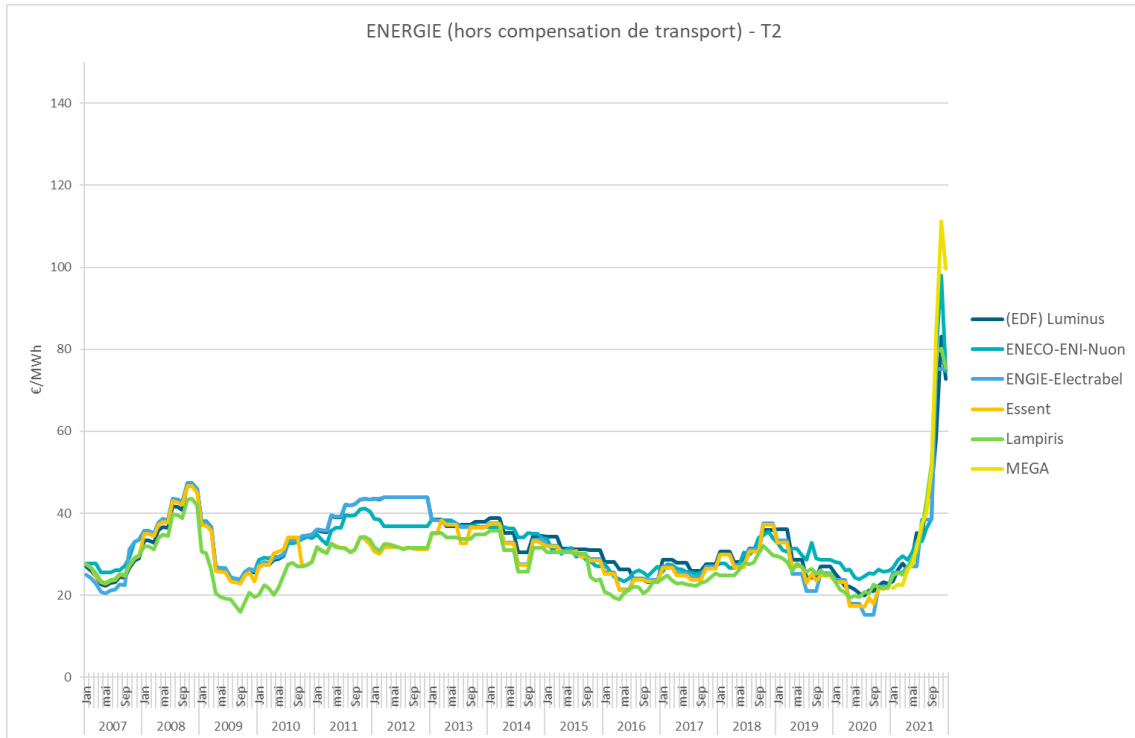
T3 est un client tertiaire avec une consommation annuelle de 150 à 1.000 MWh/an. La consommation annuelle d'un client-type T4 est 10 fois plus élevée (de 1.000 à 10.000 MWh/an)

¹²⁴ En 2015, le tarif du transport est indiqué séparément sur les fiches tarifaires et n'est plus répercuté dans le prix de l'énergie.

4.2.1. Représentation graphique de l'évolution

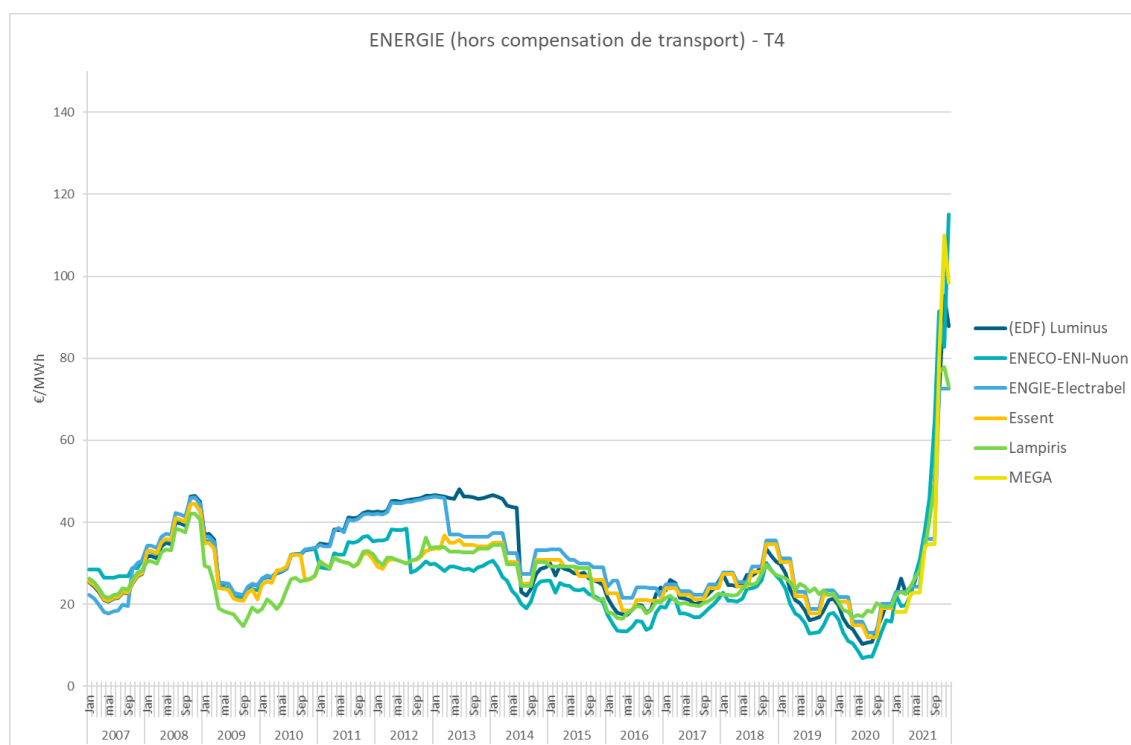
131. Les graphiques 78 et 79 rendent compte de l'évolution du prix de l'énergie (hors rémunération du réseau de transport), en € par MWh, qui est le même pour chaque fournisseur partout en Belgique¹²⁵.

Graphique 78: Évolution du prix de l'énergie, T2



¹²⁵ Les fournisseurs doivent disposer d'une autorisation de fourniture régionale pour pouvoir effectuer leurs fournitures dans les différentes régions. Un seul fournisseur sélectionné procède à une fixation du prix au niveau régional.

Graphique 79: Évolution du prix de l'énergie, T4



4.2.2. Historique – client résidentiel (T2)

132. S'agissant de la sélection du produit, il convient de tenir compte des évolutions historiques suivantes:

- pour (EDF) Luminus :
 - à partir de janvier 2013, Luminus Actif + est le produit de référence au lieu de Luminus Actif ;
 - à partir de janvier 2020, Luminus Comfy est désigné produit de référence ; Luminus Comfy est un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend pas d'un paramètre d'indexation ;
- pour Engie-Electrabel :
 - depuis la mi-mai 2013, Engie-Electrabel n'offre plus le produit « EnergyPlus» pour le client-type T2. Celui-ci est remplacé par le produit « Easy Indexé 1 an » ;
- pour Eneco-Eni-Nuon :
 - le produit Nuon Gaz de mai 2007 a également été appliqué à la période de janvier-avril 2007 ;
 - à partir de novembre 2012, Eni gaz naturel 1 an est le produit de référence au lieu de Nuon Gaz ;
 - à partir de janvier 2013, Eni Relax 3 ans est le produit de référence au lieu d'Eni gaz naturel 1 an ; Eni Relax 3 ans est un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend plus d'un paramètre d'indexation ;

- à partir de juin 2016, Eni Plus devient le produit de référence ; Eni Plus est un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend pas d'un paramètre d'indexation ;
 - à partir de juin 2018, Eni a été acquise par Eneco et le nom du produit de référence a été adapté vers Eneco Plus; Eneco Plus est un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend pas d'un paramètre d'indexation ;
- pour Essent/Mega:
- à partir d'octobre 2010, Essent Eco est le produit de référence au lieu d'Essent gaz naturel variable ;
 - à partir d'octobre 2011, Essent Eco est remplacé par Essent Variable 1 an ;
 - Dans le courant de l'année 2021, Essent a été acquis par Luminus, qui fait déjà partie de la sélection de cette étude, et a donc été remplacé depuis janvier 2021 par le fournisseur Mega dont le produit de référence jusqu'à octobre 2021 est Easy Fix, un produit à prix énergétique fixe de l'énergie qui ne dépend pas d'un paramètre d'indexation;
 - à partir de novembre 2021, Mega n'offre plus le produit Easy fix sur marché. Mega Easy Variable devient alors le produit de référence ;
- pour Lampiris :
- à partir d'octobre 2014, Lampiris ZEN est le produit de référence au lieu de Lampiris gaz ;
 - d'octobre 2015, Lampiris ZEN est remplacé par Lampiris Top, un produit à prix énergétique fixe ;
 - le même produit est repris pour tous les clients-types (T2 et T4).

4.2.2.1. Gel des prix (avril 2012 – décembre 2012) et entrée en vigueur du mécanisme du filet de sécurité (janvier 2013 – décembre 2017)

133. Le législateur a introduit, via la loi du 8 janvier 2012¹²⁶, un mécanisme de filet de sécurité sur le marché belge de l'énergie. Ce mécanisme de filet de sécurité visait spécifiquement les prix variables de l'énergie pour les clients résidentiels et les PME¹²⁷.

134. Le mécanisme du filet de sécurité consistait, pour la période comprise entre le 1^{er} avril 2012 et le 31 décembre 2012, en un gel temporaire des indexations des contrats variables. A partir du 1^{er} avril 2012, l'indexation à la hausse du prix variable de l'énergie pour la fourniture de gaz naturel était interdite. Le mécanisme du filet de sécurité est entré pleinement en vigueur le 1^{er} janvier 2013. Cela signifie que des indexations étaient possibles pour les prix variables de l'énergie le 1^{er} janvier, le 1^{er} avril, le 1^{er} juillet et le 1^{er} octobre. Les indexations proposées devaient toutefois être annoncées auprès de la CREG qui en vérifiait l'exactitude ex post. Les paramètres d'indexation utilisés par les

¹²⁶ Loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

¹²⁷ Les PME dont la consommation annuelle d'électricité est inférieure à 50 000 kWh et dont la consommation annuelle de gaz naturel est inférieure à 100 000 kWh relèvent du mécanisme du filet de sécurité.

fournisseurs devaient, en outre, respecter la liste exhaustive des critères autorisés énumérés dans l'arrêté royal du 21 décembre 2012¹²⁸, soit :

- les paramètres d'indexation ne devaient évoluer qu'en fonction de l'évolution des coûts réels d'approvisionnement qui représentaient la majorité des coûts supportés par les fournisseurs ;
- le nom des paramètres d'indexation devait refléter, de manière explicite, sur quelles bases ils ont été calculés ;
- les paramètres d'indexation étaient calculés uniquement sur base de cotations boursières du marché européen du gaz.

135. Outre ces critères définis dans la proposition de la CREG (étude (F)1151), l'arrêté royal mentionnait également le cas d'un fournisseur qui aurait un approvisionnement en gaz dont l'indexation se ferait partiellement sur l'indice pétrolier.

Dans ce cas, le fournisseur devait :

- apporter la preuve à la CREG que son approvisionnement en gaz était partiellement indexé sur l'indice pétrolier ;
- une fois la confirmation obtenue de la CREG, utiliser, dans l'élaboration des paramètres d'indexation, un pourcentage maximal (50 % pour 2013, 35 % pour 2014 et 0 % pour 2015) qui multipliait la partie de l'indexation basée sur l'indice pétrolier ;
- indiquer les composantes indexées sur l'indice pétrolier clairement et distinctement des autres éléments afin de garantir la transparence.

Le mécanisme du filet de sécurité, qui était initialement prévu jusqu'au 31 décembre 2014, a été prolongé, par l'arrêté royal du 19 décembre 2014, pour une nouvelle période de trois ans, jusqu'au 31 décembre 2017. Lors de la prolongation, il a été défini¹²⁹ que la CREG dresserait un rapport d'évaluation, dont les points d'attention spécifiques seraient : le respect des conditions de transparence et de concurrence et la garantie de la protection des consommateurs.

136. Dans l'étude relative aux composantes tarifaires, le gel des prix avait un impact sur le client-type T2. Le client professionnel T4 n'entrait pas dans le champ d'application du gel des prix étant donné que sa consommation annuelle est supérieure à 100.000 MWh. Le tableau suivant offre un aperçu des tarifs pour le gaz naturel pour un client T2 (tels que repris dans cette étude), du type de tarif (fixe ou variable) et du fait que le gel des prix s'applique ou non.

Tarif	Type	Gel des prix applicable
Electrabel EnergyPlus / Easy Indexé	Variable	OUI
Luminus Actif / Actif+	Variable	OUI
Lampiris Prix du gaz / Zen / Top	Variable (2x) / Fix	OUI
Nuon gaz naturel / ENI gaz naturel 1 an / ENI Relax 3 ans / ENI Plus	Variable (2x) / Fix (2x)	OUI
Essent variable	Variable	OUI

¹²⁸ Arrêté royal du 21 décembre 2012 fixant la liste exhaustive des critères admis pour l'indexation du prix du gaz naturel par les fournisseurs.

¹²⁹ La législation prévoit une mission similaire pour la Banque nationale de Belgique (BNB).

4.2.2.2. Evolution du prix de l'énergie et des indices y afférents (en cas de produits variables)

137. Entre 2007 et 2021, le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 70,77 % (2020 : - 12,21 %). L'évolution en valeur absolue varie par fournisseur de + 60,38 % (ENECO-ENI-Nuon) à + 87,22 % (Essent/Mega).

138. Début 2007, on observe une forte diminution du prix de l'énergie. Cela s'explique par le changement tarifaire marquant le passage d'une formule *commodity* uniforme basée sur des composantes uniquement pétrolières (GOL, Brent, HFO) à une formule propre à chaque fournisseur basée sur une composante pétrolière (GOL) et une composante gazière (HUB). Les hausses enregistrées à partir de l'automne 2007 sont imputables à une modification des paramètres ou formules *commodity* et à une hausse des indices (plus de détails ci-après lors de l'analyse par fournisseur). L'évolution des indices joue un rôle important dans l'évolution du prix de l'énergie. (EDF) Luminus, Engie-Electrabel, Essent (jusqu'en septembre 2010) et Eneco-Eni-Nuon sont approvisionnés sur la base d'un contrat à long terme indexé sur le pétrole (indexé sur HUB et GOL603), tandis que Lampiris achète principalement son gaz naturel sur le marché spot. Les indices affichent une hausse de début 2008 à novembre 2008. En novembre 2008, le prix de l'énergie est, dès lors, à son niveau le plus élevé. Après novembre 2008, les indices diminuent en raison de la crise économique et de son impact sur les marchés des matières premières. Les cotations plus basses des prix du gaz naturel et du pétrole résultaient également de l'offre excédentaire de GNL et de la découverte de *shale gas* aux USA. Cette chute s'est poursuivie jusqu'à l'été 2009. Cette baisse apparaît également chez Lampiris, mais dans une moindre mesure chez les autres fournisseurs en raison de leurs contrats à long terme qui ne sont pas adaptés à la brusque diminution des prix du gaz naturel. Cela engendre une diminution significative et un avantage concurrentiel important pour Lampiris à l'égard des autres fournisseurs. A partir de 2009, nous observons en effet un découplage des prix du gaz naturel par rapport aux prix du pétrole. Les tarifs basés sur une indexation du gaz naturel ont augmenté moins fortement que ceux qui ont une indexation du pétrole. Les indices ont ensuite graduellement augmenté jusqu'au printemps de 2012. A partir d'avril 2012, le prix du gaz naturel est constant (chez (EDF) Luminus, Engie-Electrabel et Eneco-Eni-Nuon) ou à la baisse (chez Essent et Lampiris) en raison du gel des prix.

A partir de janvier 2013, le mécanisme du filet de sécurité entre en vigueur et les paramètres d'indexation doivent dorénavant suivre les critères énoncés dans l'arrêté royal du 21 décembre 2012. Les fournisseurs ont donc dû, à partir de janvier 2013, modifier leur formule tarifaire pour tenir compte des nouveaux paramètres.

Début 2018, le prix de l'énergie est resté relativement stable ou a légèrement baissé. A partir du deuxième trimestre 2018, on constate une augmentation, très forte pour la plupart des produits, surtout à partir du quatrième trimestre. Cette dernière peut s'expliquer par la hausse du prix du gaz naturel sur le marché de gros en particulier du fait de la hausse du coût des émissions de CO₂... En 2019, on observe que les prix, après avoir augmenté au cours du 4^e trimestre de 2018, ont, à nouveau, diminué et qu'ils ont suivi l'évolution des marchés de gros.

Au premier semestre 2020, comme en 2019, l'offre de gaz naturel est restée excédentaire, notamment en raison des fournitures de GNL à l'Europe qui ne cessent d'augmenter. La période hivernale a également été (encore) plus douce que les années précédentes. Mi-2020, les cotations de gaz ont atteint leur niveau le plus bas, en raison notamment du taux de remplissage élevé des sites de stockage de gaz en Europe et, dans une mesure très limitée, en raison de la pandémie de Covid-19 susmentionnée. Au début du quatrième trimestre, les cotations sur le marché de gros sont revenues à un niveau considéré comme normal, ce qui se reflète dans les prix du gaz naturel pour le consommateur.

S'agissant du niveau des prix du gaz naturel, le premier trimestre de 2021 est comparable au dernier trimestre de 2020. A partir du deuxième trimestre de 2021, la CREG observe des augmentations importantes des prix du gaz naturel. Les principaux facteurs expliquant cette hausse des prix sont

l'essor de l'activité économique en Chine, l'augmentation du prix du CO₂ qui dope la demande en gaz naturel pour produire de l'électricité, les niveaux de stockage inférieurs aux normes saisonnières et une diminution de l'offre de gaz naturel par canalisation (principalement depuis la Russie). Nous constatons, surtout aux troisième et quatrième trimestres, que cette évolution se poursuit sans relâche.

Il ressort du graphique 78 que les évolutions d'(EDF) Luminus et Engie-Electrabel sont étroitement liées jusqu'à la fin 2019. Cela s'explique par la structure des formules tarifaires et, en particulier, les paramètres d'indexation Igm et Gpi. Par ailleurs, on observe que Lampiris (depuis 2009) et Essent (depuis octobre 2010) pratiquent les prix les plus bas, tandis qu'(EDF) Luminus et Engie-Electrabel pratiquent les prix les plus élevés, même si les écarts entre le prix le moins cher et le plus cher de cette sélection ont diminué au fil des ans.

139. Nous pouvons constater, par fournisseur, les évolutions suivantes du prix de l'énergie et des éventuels indices y afférents.

4.2.2.2.1. (EDF) Luminus

140. (EDF) Luminus adapte la formule du terme proportionnel de Luminus Actif en janvier 2008 et octobre 2008. Cela donne lieu à une hausse de 9,00 % en janvier 2008 et à une hausse de 10 % en octobre 2008.

141. A partir de janvier 2013, (EDF) Luminus a opté pour les paramètres d'indexation suivants pour le gaz naturel : **GMarketCWE** nommé par la suite **HUB 3-0-3 (Heren)**. Ce paramètre représente la moyenne arithmétique des cotations de clôture quotidiennes (moyenne de l'offre et de la demande) de gaz naturel à Zeebrugge pour la fourniture au cours du trimestre Q telles que publiées en € par MWh au cours du trimestre Q-1.

Notons également que le produit Luminus Actif est remplacé, dès le 1^{er} janvier 2013, par le produit Luminus Actif+ qui tient compte du paramètre d'indexation défini ci-dessus.

Depuis octobre 2013, (EDF) Luminus ne propose plus Luminus Actif+ comme produit pour un nouveau client. Luminus Actif+ est donc un produit dormant¹³⁰, ce qui signifie que les consommateurs qui y ont souscrit dans le passé ou qui sont passés à ce produit suite à une conversion d'EDF-LUMINUS conservent ce produit jusqu'à la fin du contrat, jusqu'à un changement volontaire de leur part ou jusqu'à un terme définitif prononcé par (EDF) Luminus pour ce produit. Comme il s'agit d'un produit dormant, les clients ne peuvent plus le comparer avec les autres produits disponibles actifs sur le marché.

Ce produit reste néanmoins le produit de référence pour cette étude car c'est celui qu'ont la plupart des clients (EDF) Luminus.

142. A partir de janvier 2020, Luminus Comfy est désigné produit de référence. Luminus Comfy est le produit qui compte le plus grand nombre de clients et c'est aussi un produit à prix « fixe », ce qui représente la plus grande part du portefeuille de Luminus (EDF).

¹³⁰ Pas pour les nouveaux clients, uniquement les contrats en cours

4.2.2.2.2. Engie Electrabel

143. En octobre 2007, Engie-Electrabel a modifié son paramètre *commodity Gpi*. Ceci a donné lieu à une hausse de 30 %. Le même paramètre a subi une légère baisse en février 2010.

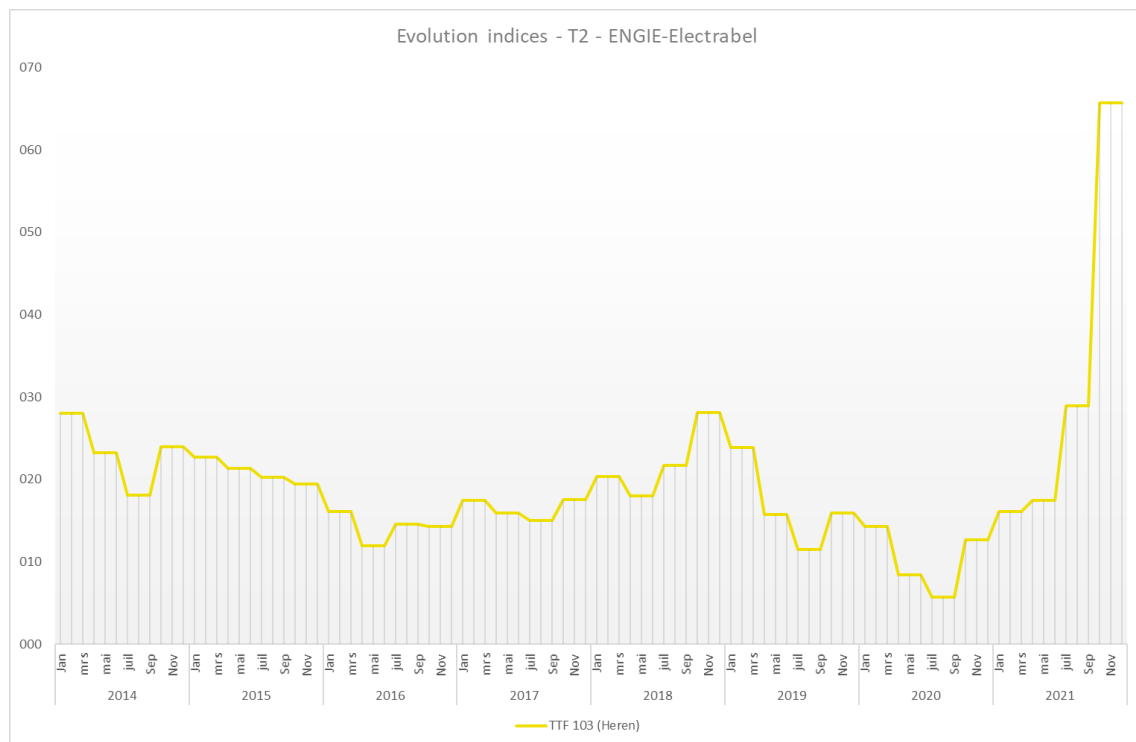
144. A partir de janvier 2013, Electrabel a opté pour le paramètre d'indexation suivant : **NGpi** (« *Natural Gas price index* »). **NGpi** est la moyenne des prix du marché de gros pour le gaz aux Pays-Bas et pour le mazout sur le plan international. Ce paramètre évolue en fonction du prix du gaz sur le marché de gros (TTF) aux Pays-Bas ainsi qu'en fonction des prix du mazout sur les marchés internationaux (GOL603), selon la formule suivante :

$NGpi = 50 \% * TTF_{303} \text{ trimestre} + 50 \% * GOL_{603} / 21,30$, où :

- **TTF₃₀₃ trimestre** représente la moyenne arithmétique du prix *forward* quotidien du gaz naturel pour le trimestre de fourniture concerné sur les « *European Spot Gas Markets* » (« *ESGM* ») (comme publié par Heren Energy Ltd., Pepys House, 10 Greenwich Quay, Clarence Road, Londen SE8 3EY, VK, sous le titre « *TTF Price Assessment* »), publié au cours des trois mois précédant le trimestre de fourniture ;
- **GOL₆₀₃** représente la moyenne arithmétique des moyennes mensuelles des cotations quotidiennes (comme publiées par Platts sous le titre « *Barges FOB Rotterdam* ») du pétrole 0,1 % au cours des six mois précédant le trimestre de livraison, converti en €/tonne.

145. A partir d'octobre 2013, Engie-Electrabel, le dernier fournisseur à encore appliquer une composante liée au pétrole (GOL603) en 2013, décide d'abandonner cette référence au pétrole et de ne plus utiliser, à compter de ce mois, qu'un paramètre lié à 100 % au marché du gaz naturel : **TTF₁₀₃**. **TTF₁₀₃** (Heren) représente la moyenne arithmétique du prix *forward* journalier du gaz naturel pour le trimestre de fourniture concerné publié pendant le mois précédant le trimestre de fourniture. Ce paramètre évolue en fonction du prix du gaz sur le marché de gros aux Pays-Bas.

Graphique 80: évolution des indices à partir de janvier 2014, Engie-Electrabel



4.2.2.2.3. *Eneco-Eni-Nuon*

146. Eneco-Eni-Nuon introduit l'indice **Gni** en novembre 2007. A compter de janvier 2010, cet indice est remplacé par **Gni2**.

147. A partir de novembre 2012, le produit de référence Nuon Gas fait place au produit **Eni gaz naturel 1an**.

148. Eneco-Eni-Nuon a, depuis janvier 2013, un nouveau produit de référence : **Eni relax 3 ans**. Il s'agit d'un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend plus de paramètre d'indexation.

149. En juin 2016, Eneco-Eni-Nuona remplace son produit de référence Eni Relax 3 ans par **Eni Plus**; Eni Plus est également un produit à tarif fixe.

150. A partir de juin 2018, Eni a été acquise par Eneco et le nom du produit de référence a été adapté vers Eneco Plus; **Eneco plus** est un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend pas d'un paramètre d'indexation.

4.2.2.2.4. *Essent/Mega*

151. En janvier 2008, Essent procède à une augmentation tarifaire via l'indice **Egi** (+ 12 %), le terme proportionnel (+ 0,5 %) et le terme fixe (+ 11 %). Il adapte encore l'indice Egi (+ 6 %) en avril 2010. A partir d'octobre 2010, Essent passe à une indexation du gaz avec le produit **Essent Eco (0,1*TTF1.01 + 0,507*Igd)**. Ce produit, basé sur TTF, ressemble très fortement à celui de Lampiris. Leurs évolutions sont dès lors similaires. A compter d'octobre 2011, Essent a remplacé ce produit par le produit **Essent variable 1 an** (également indexé sur la base du TTF).

152. A partir de janvier 2013, Essent a adapté son paramètre TTF101 en **TTF WAVG(1.01,1.1.1,1.2.1) Heren Q**. Il est calculé, pour chacun des trimestres calendrier, en €/MWh comme la moyenne pondérée des publications de TTF(1.01), TTF(1.1.1) et TTF(1.2.1) durant le mois calendrier qui précède la période de fourniture trimestrielle. La pondération appliquée sur les valeurs TTF(1.01), TTF(1.1.1) et TTF(1.2.1) est basée sur les facteurs mensuels issus de la courbe de profil standardisée S-41.

153. A compter du mois d'avril 2014, Essent modifie son paramètre d'indexation. Le paramètre TTF_WAVG (1.01,1.1.1,1.2.1)_Heren_Q fait place au paramètre **TTF103**. **TTF103** est la moyenne arithmétique des cotations de clôture TTF Gas baseload futures au cours du mois qui précède le trimestre de fourniture.

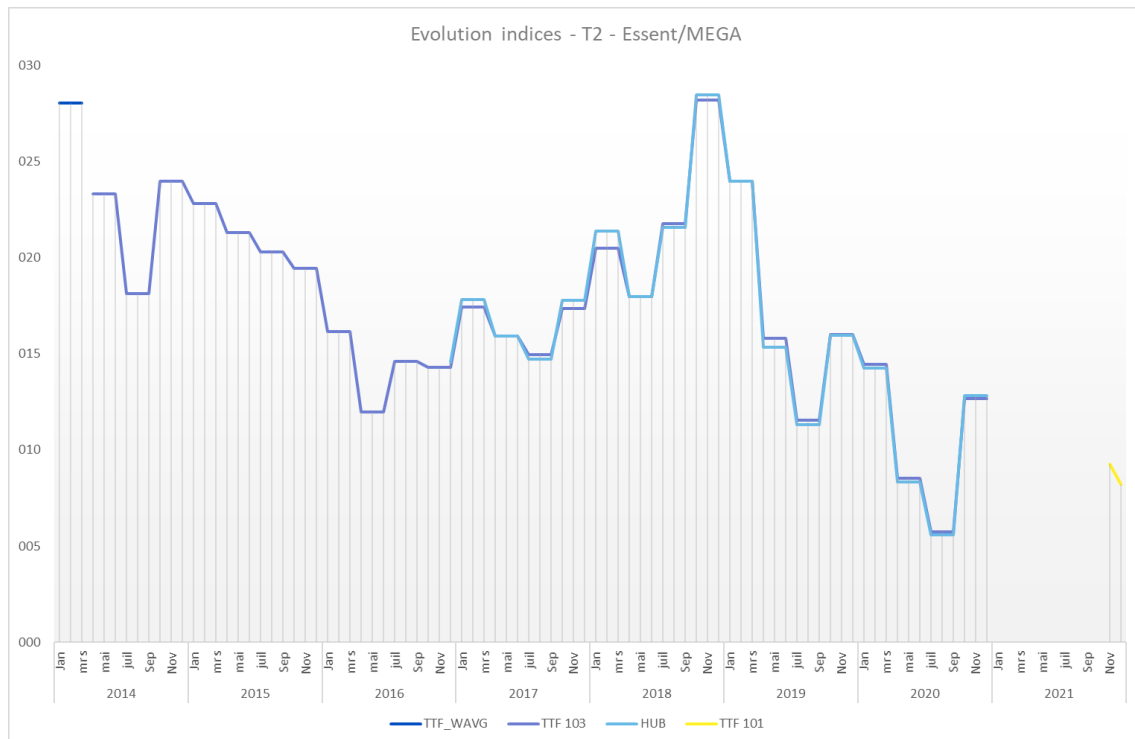
154. En décembre 2016, Essent modifie sa formule et ajoute un paramètre d'indexation, à savoir le **HUB (1.0.3)**. **HUB(1.0.3)** est la moyenne arithmétique des cours de clôture journaliers du gaz naturel à Zeebrugge pour fourniture au trimestre Q telle que publiée en pences par Therm durant le mois calendrier précédant le trimestre de fourniture.

155. Dans le courant de l'année 2021, Essent a été acquis par Luminus, qui fait déjà partie de la sélection de cette étude, et a donc été remplacé depuis janvier 2021 par le fournisseur Mega dont le produit de référence est Easy Fix jusqu'à octobre 2021.

156. A partir de novembre 2021, Mega n'offre plus le produit Easy fix sur marché. Mega Easy Variable devient alors le produit de référence. Le prix variable du gaz naturel TTF101 est indexé mensuellement pendant la durée initiale du contrat. Ce prix est basé sur la moyenne arithmétique en c€/kWh des prix de référence tels que déterminés à la fin de la journée (« *end of day* ») pour les contrats « *month ahead* » (contrats de fourniture de gaz naturel sur la place commerciale néerlandaise TTF dans les mois

calendaires suivants), telle que publiée sur le site de Powernext. La formule tarifaire pour le gaz naturel est la suivante (hors TVA) : $TTF101 (Endex) \times 1,10 + 0,8 \text{ c€/kWh}$.

Graphique 81: évolution des indices à partir de janvier 2014, Essent/Mega



4.2.2.2.5. Lampiris

157. A partir de janvier 2009, Lampiris a choisi une indexation sur la base du prix du gaz sur le marché *spot* **TTF**. La formule du terme proportionnel devient donc « **TTF + 5,1*Igd** » au lieu de « $0,25 * HUB + 0,0468 * GOL603 3,068 + 3,2 * Igd$ ».

158. En mai 2012, ce terme proportionnel a changé en **TTF1.01(Endex) + 7,9**.

159. A partir de janvier 2013, Lampiris base sa formule tarifaire pour le gaz sur le **TTF103** au lieu du TTF101 utilisé en 2012. Le TTF103 reste le paramètre d'indexation de Lampiris pour 2014. Lampiris adapte le nom de son produit de référence en Lampiris Zen.

160. Dès octobre 2015, Lampiris Zen est remplacé par Lampiris Top, un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend plus du paramètre d'indexation.

4.2.3. Historique – client professionnel (T4)

161. S'agissant de la sélection du produit, il convient de tenir compte des évolutions historiques suivantes:

- pour (EDF) Luminus:
 - à partir de juillet 2014, le produit Luminus Optimum pro est remplacé par le produit Luminus Business Budget flex 2 ans ;

- pour Engie-Electrabel:
 - à partir de 2011, Engie-Electrabel ne propose plus le produit « Expert » pour les clients professionnels. Celui-ci est remplacé par le produit « Direct » ;
 - à partir de décembre 2016, le produit « Direct » est remplacé par le produit « EazyBiz » ;
- pour Eneco-Eni-Nuon:
 - Eneco-Eni-Nuon propose des prix spécifiques aux clients professionnels, notamment un prix variable pour un client-type T4 ;
 - à partir de juin 2018, Eni a été acquise par Eneco ;
- pour Essent/Mega:
 - à partir d'octobre 2010, Essent Eco est le produit de référence au lieu d'Essent gaz naturel variable ;
 - à partir d'octobre 2011, Essent Eco est remplacé par Essent Variable 1 an ;
 - Dans le courant de l'année 2021, Essent a été acquis par Luminus, qui fait déjà partie de la sélection de cette étude, et a donc été remplacé depuis janvier 2021 par le fournisseur Mega dont le produit de référence est Easy Variable Pro;
- pour Lampiris:
 - le même produit est repris pour tous les clients-types (T2 et T4) (voir numéro 132).

4.2.3.1. Evolution du prix de l'énergie et comparaison clients-types T2 – T4

162. Par rapport à 2007, le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de +78,02% (2020 : -34,86 %). L'évolution en valeur absolue varie par fournisseur de +70,04 % (Lampiris) à + 88,28 % ((EDF) Luminus).

Les évolutions pour un client-type T2 ou T4 sont similaires. Cela est dû au fait que le prix de l'énergie pour un client-type T4 se base sur les mêmes paramètres que pour un client-type T2¹³¹.

163. L'évolution des prix durant la période précédant 2013 s'explique, dès lors, par l'évolution des paramètres Igd, Grp¹³², Igm¹³³, TTF¹³⁴, Egi¹³⁵, TTF1.01¹³⁶ et Gni¹³⁷.

¹³¹ Seule Engie-Electrabel a utilisé initialement un autre indice, à savoir Grp (au lieu de Gpi). L'évolution du Grp suit cependant celle du Gpi.

¹³² Le Grp est un paramètre qui est d'application à la haute pression chez ENGIE-Electrabel.

¹³³ Le Igm est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez (EDF) Luminus.

¹³⁴ Voir note de bas de page précédente.

¹³⁵ Egi (Essent Gas Index) est utilisé par Essent dans les prix du gaz naturel afin de refléter l'évolution des prix du gaz et du charbon.

¹³⁶ A partir d'octobre 2010, l'indice TTF 1.01 remplace l'indice Egi chez Essent.

¹³⁷ Le Gni est utilisé par ENECO-ENI-Nuon pour refléter l'évolution des prix du gaz. A compter de janvier 2010, cet indice est remplacé par Gni2 .

Depuis janvier 2013, l'évolution des prix s'explique par les paramètres suivants : NGpi¹³⁸, TTF103¹³⁹, HUB3-0-3¹⁴⁰, TTF_WAVG(1.01, 1.1.1, 1.2.1)_Heren_Q¹⁴¹, TTF101¹⁴². Notons que la forte évolution à la baisse en avril 2013 du prix d'Engie-Electrabel en T4 est surtout liée au nouveau positionnement commercial. En 2014, l'évolution des prix s'explique par les paramètres suivants : Igd, Igm, TTF101, TTF103¹⁴³ et ZEE100¹⁴⁴. En 2015, les paramètres suivants déterminent l'évolution¹⁴⁵ des prix : TTF103¹⁴⁶, HUB101¹⁴⁷, TTF101¹⁴⁸.

En 2016, l'évolution des prix du gaz des produits dont le prix de l'énergie est lié à des paramètres d'indexation est déterminée par les paramètres d'indexation suivants : TTF103, HUB101, TTF101, HUB103 ! Depuis décembre 2016, Electrabel Direct est remplacé par EasyBiz. Ce produit est indexé sur la base du paramètre TTF103. En décembre 2016, Essent modifie sa formule et y ajoute un paramètre d'indexation, à savoir le HUB (1.0.3).

En 2017 jusqu'au 2020, aucune modification n'a été apportée dans les formules de prix et/ou paramètres d'indexation des produits de référence dans cette étude.

Dans le courant de l'année 2021, Essent a été acquis par Luminus, qui fait déjà partie de la sélection de cette étude, et a donc été remplacé depuis janvier 2021 oui, par le fournisseur Mega dont le produit de référence est Easy Variable Pro. Ce produit est indexé sur la base du paramètre **ZTP S41, TTF103** ou **TTF101** durant les différents mois de 2021.

4.3. TRANSPORT

164. Par le passé, les tarifs de réseau de transport pour le gaz naturel étaient intégrés dans les fiches tarifaires du fournisseur. Ils sont exprimés en c€/kWh. Les tarifs du réseau de transport approuvés par la CREG sont cependant exprimés en €/m³/h/an. Une estimation du prix de transport par client-type et par an est donc effectuée. Afin d'obtenir une estimation du tarif exprimée en €/MWh, il a été nécessaire de poser des hypothèses quant au taux de conversion kWh/m³ utilisé et quant à la capacité des clients-types retenus. Ces hypothèses reposent sur des chiffres d'affaires et des volumes d'entreprises actives dans l'importation, le transport et la fourniture de gaz naturel. Il faut donc considérer avec prudence les chiffres indiqués ci-après relatifs aux estimations des tarifs du réseau de transport afférents aux deux différents clients-types.

En 2015, le tarif du transport est indiqué séparément sur les fiches tarifaires et n'est plus répercuté dans le prix de l'énergie.

¹³⁸ NGpi est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ENGIE-Electrabel entre janvier 2013 et septembre 2013.

¹³⁹ TTF103 (Heren) est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ENGIE-Electrabel et Lampiris depuis octobre 2013

¹⁴⁰ HUB3-0-3 (Heren) est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez (EDF) Luminus depuis janvier 2013.

¹⁴¹ TTF_WAVG(1.01,1.1.1,1.2.1)_Heren_Q est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez Essent qui remplace TTF101 depuis janvier 2013.

¹⁴² TTF101 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ENECO-ENI-Nuon depuis août 2012.

¹⁴³ TTF103 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ENGIE-Electrabel, Lampiris et Essent depuis avril 2014.

¹⁴⁴ ZEE100 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez (EDF) Luminus depuis juillet 2014.

¹⁴⁵ Attention : depuis octobre 2015, Lampiris dispose d'un nouveau produit de référence intitulé « Lampiris Top », un produit à prix énergétique fixe qui ne dépend plus d'un paramètre d'indexation!

¹⁴⁶ TTF103 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ENGIE-Electrabel, Lampiris et Essent depuis avril 2014.

¹⁴⁷ HUB101 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez (EDF) Luminus.

¹⁴⁸ TTF101 est un paramètre d'indexation pour le gaz naturel chez ENECO-ENI-Nuon.

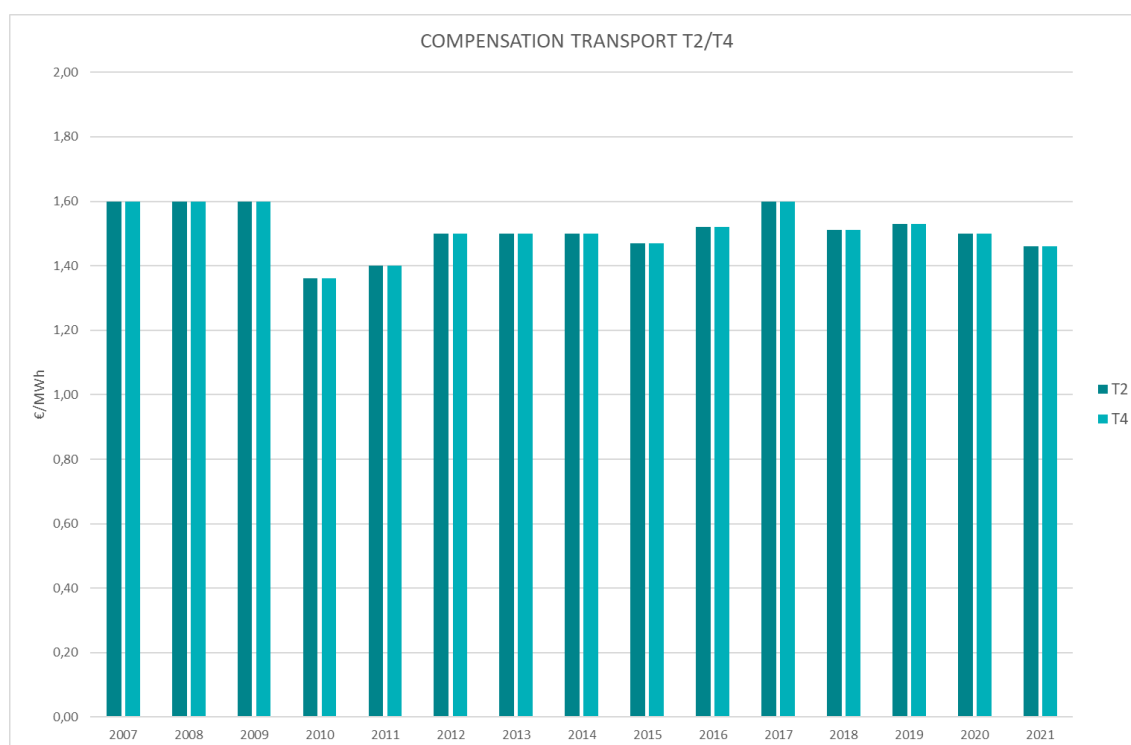
Contrairement à l'électricité, les règles suivantes s'appliquent au tarif du réseau de transport du gaz :

- le prix est identique, quelle que soit la zone de distribution;
- il n'y a pas de cascade des coûts;
- il n'y a pas de prélèvements publics.

4.3.1. Représentation graphique de l'évolution

165. Le graphique 82 rend compte de l'évolution des tarifs de réseau de transport, en € par MWh, respectivement pour un client-type T2 et T4.

Graphique 82: évolution du tarif de réseau de transport, T2/T4



4.3.2. Historique

166. Les tarifs du réseau de transport sont exprimés en termes capacitaires (€/m³/h/an). Contrairement à l'électricité, ils sont uniformes pour toute la Belgique (pas de cascade) et sont restés assez stables jusqu'en 2009 inclus, comme le montre le graphique ci-dessus.

167. Les tarifs pour 2008 et 2009 constituent une prolongation des tarifs 2007, après le rejet de la proposition tarifaire de Fluxys. Les nouveaux tarifs du réseau de transport pour 2010 comportent une diminution de 15 % par rapport à 2009 pour tous les groupes de clients. Les tarifs ont légèrement augmenté en 2011 et 2012. En 2013 et 2014, les tarifs sont restés au niveau de 2012. En 2015, les tarifs de réseau de transport rediminuent légèrement de 2 % par rapport à l'année précédente 2014. En 2016, on observe une hausse de 3,40 %, qui se poursuit en 2017 (5,26 %). On constate à nouveau une baisse de 5,63 % en 2018. En 2019, les tarifs du réseau de transport ont à nouveau augmenté de 1,32 % par rapport à 2018. En 2020 et 2021, on constate à nouveau une baisse de respectivement 1,96 % et 2,67%.

4.4. DISTRIBUTION

168. Il s'agit en l'occurrence des tarifs de réseau de distribution tels qu'approuvés par les régulateurs régionaux, hors prélèvements publics. Les tarifs de réseau de distribution sont les tarifs qui sont payés pour le transport d'énergie à partir du réseau haute tension (électricité) ou du réseau haute pression (gaz naturel) et pour les services y afférents. Ces coûts portent sur la pose, le développement, l'entretien et l'élargissement des réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel. Ils comprennent tous les coûts réels de gestion des réseaux de distribution, ainsi qu'une indemnité raisonnable pour le capital investi. Les tarifs de réseau de distribution reflètent les coûts du gestionnaire de réseau de distribution, répartis entre les groupes de clients et en fonction des volumes de consommation attendus des clients du gestionnaire de réseau de distribution. Ils sont répercutés dans la facture du fournisseur d'énergie. Le tarif inclut également de nombreux coûts dont les gestionnaires de réseau doivent s'acquitter pour se conformer à des décisions politiques prises par l'autorité fédérale et/ou régionale : par exemple, l'octroi de subventions et d'aides pour des mesures d'économies d'énergie, l'installation de compteurs à budget,...

169. Le tarif de réseau de distribution est constitué des sous-composantes suivantes :

- utilisation du réseau ;
Cette sous-composante comprend le tarif pour l'acheminement sur le réseau, le tarif pour la gestion du réseau et le tarif pour l'activité de comptage.
- obligations de service public¹⁴⁹ ;
Cette sous-composante reflète la partie des tarifs de réseau de distribution qui est imputable aux obligations de service public (OSP) imposées par les autorités régionales.
- charges de pensions non capitalisées ;

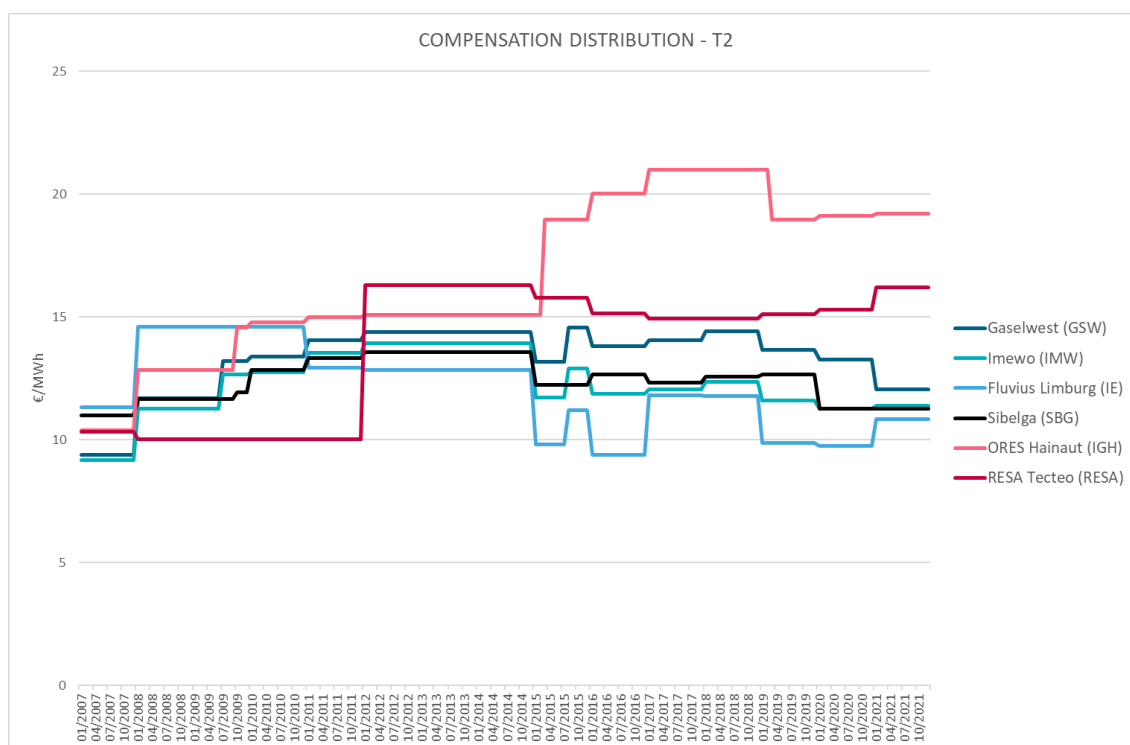
La Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau à partir de mars 2019. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires suivants (gestion du système, activités de mesure et comptage, compensation des pertes de réseau et charges de pensions complémentaires non capitalisées) ont disparu. À partir de mars 2019, les coûts associés ont été répartis entre les termes « capacitaire », « fixe » et « proportionnel » du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Il existe également un nouveau poste tarifaire « soldes régulateurs », qui comprend la compensation des soldes historiques.

4.4.1. Représentation graphique de l'évolution

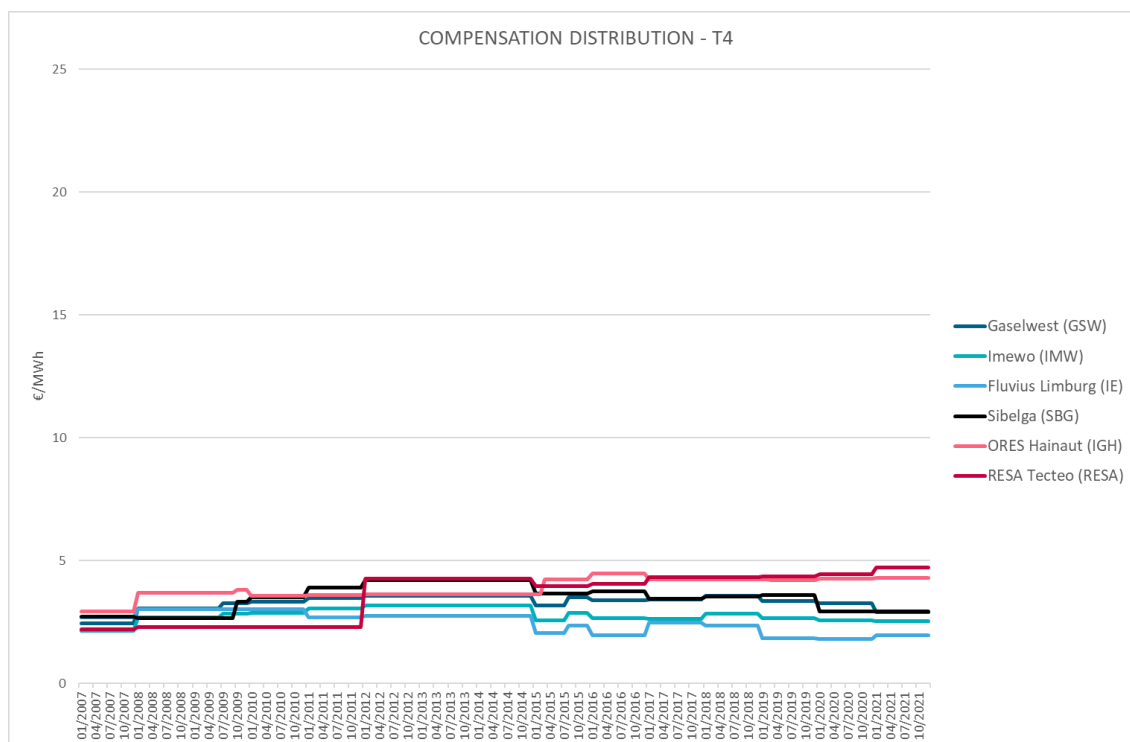
170. Les graphiques 84 et 85 rendent compte de l'évolution des tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics), en € par MWh, respectivement pour un client-type T2 et T4 pour les différents gestionnaires de réseau de distribution.

¹⁴⁹ Depuis 2009, s'il y a des tarifs approuvés, les obligations de service public constituent une composante tarifaire séparée.

Graphique 83: Évolution du tarif de réseau de distribution, T2



Graphique 84: Évolution du tarif de réseau de distribution, T4



4.4.2. Historique et composition – T2

171. On distingue plusieurs périodes dans cette évolution.

Nous remarquons une **première hausse** des tarifs de réseau de distribution entre 2007 et 2008. Elle s'explique par :

- l'impact des arrêts de la Cour d'appel;
- la signature d'un accord avec certains gestionnaires de réseau de distribution ;
- la baisse des excédents et la hausse des déficits;
- l'évolution de la valeur des capitaux investis;
- les coûts des OSP en hausse.

Une **deuxième hausse** des tarifs de réseau de distribution est occasionnée par l'introduction des tarifs pluriannuels. L'Arrêté royal du 2 septembre 2008¹⁵⁰ arrête les dispositions et la structure des tarifs pluriannuels et est à la base de l'augmentation des tarifs, notamment à la suite :

- d'une rémunération équitable plus élevée par l'adaptation du facteur S (FP/RAB au lieu de FP/FT) ;
- d'une indexation automatique des tarifs 2008 approuvés ;
- des amortissements sur la plus-value;
- du facteur X bien inférieur à l'inflation sur 4 ans et du panier des coûts gérables limité.

2009 était la première année de la période pluriannuelle 2009-2012. Les décisions du 18 novembre 2008 ont rejeté toutes les propositions tarifaires 2009-2012. De ce fait, les tarifs 2008 ont été prolongés jusqu'à ce que les tarifs de réseau de distribution soient approuvés, ce qui différerait d'un gestionnaire de réseau de distribution à l'autre. A partir de juillet 2009, il existait des tarifs de réseau de distribution approuvés pour Gaselwest et Imewo. Pour Sibelga et Ores Hainaut Gaz, cela a été le cas à partir d'octobre 2009. Début 2010, 2011 et 2012, les tarifs de ces gestionnaires de réseau de distribution ont augmenté à la suite de l'indexation.

Initialement, InterEnergia et Resa Tecteo Gaz (ALG) ne disposaient pas de tarifs approuvés. InterEnergia a dès lors contesté la décision relative aux tarifs imposés devant la Cour d'appel. Dans son arrêt du 22 septembre 2010, la Cour d'appel a annulé les tarifs 2008 imposés et a jugé que la proposition tarifaire introduite était valable de plein droit. Entre-temps, la CREG était arrivée à un accord avec InterEnergia. Des tarifs pluriannuels approuvés ont été fixés pour 2011 et 2012. Les tarifs imposés 2008 sont facturés jusqu'à fin 2010. Pour ALG, les tarifs pluriannuels ont été approuvés à partir de 2012. Les tarifs imposés 2008 sont facturés jusqu'à fin 2011.

Une **troisième période** est observée en 2013 et 2014, lorsque le tarif de réseau de distribution est resté au même niveau qu'en 2012. Cela s'explique par la prolongation des tarifs de distribution 2012 jusqu'en 2014.

Une **quatrième période** porte sur la mise en œuvre des modalités de la sixième réforme de l'Etat. Suite à la sixième réforme de l'Etat, les régulateurs régionaux sont compétents depuis le 1^{er} juillet 2014 pour

¹⁵⁰ L'arrêté royal du 2 septembre 2008 relatif aux règles en matière de fixation et de contrôle du revenu total et de la marge bénéficiaire équitable, de la structure tarifaire générale, du solde entre les coûts et les recettes et des principes de base et procédures en matière de proposition et d'approbation des tarifs, du rapport et de la maîtrise des coûts par les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel (ci-après : arrêté royal du 2 septembre 2008).

fixer une méthodologie tarifaire et approuver les tarifs de réseau de distribution pour l'électricité et le gaz naturel. A partir de début 2015, on voit dès lors les tarifs de réseau de distribution évoluer après une période de prolongation de deux ans.

Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands (Gaselwest, Imewo et InterEnergia), les tarifs ont baissé en janvier 2015. A partir d'août 2015, une nouvelle augmentation est à noter car, à partir de ce moment, les activités de réseau sont soumises à l'impôt des sociétés, qui est répercuté en Flandre dans les tarifs d'utilisation du réseau. Chez le gestionnaire de réseau de distribution bruxellois (Sibelga), les tarifs ont baissé en janvier 2015. Chez les gestionnaires de réseau de distribution wallons, les tarifs ont baissé en janvier chez Resa Tecteo Gaz et augmenté à partir de mars 2015 chez Ores Hainaut Gaz.

En 2016, on assiste à une baisse des tarifs de réseau de distribution en Flandre (Gaselwest, Imewo et InterEnergia) et chez Resa Tecteo Gaz en Wallonie. Les tarifs de réseau de distribution chez Sibelga à Bruxelles et chez Ores Hainaut Gaz augmentent légèrement. En 2017, on observe une légère hausse des tarifs de réseau de distribution chez les gestionnaires de réseau de distribution mixtes flamands (Gaselwest et Imewo) et une hausse plus marquée chez InterEnergia. Les tarifs de réseau de distribution chez Sibelga à Bruxelles et chez Resa Tecteo Gaz en Wallonie diminuent faiblement, tandis que ceux d'Ores Hainaut Gaz augmentent.

En 2018, on constate une légère augmentation globale des tarifs de réseau de distribution en Flandre et à Bruxelles, tandis qu'en Wallonie, les tarifs de réseau de distribution 2017 ont été maintenus en 2018.

En 2019, on observe, en Flandre, une nouvelle baisse globale. À Bruxelles, les tarifs du réseau de distribution sont restés quasi stables et en Wallonie on a également observé une légère augmentation chez Resa Tecteo Gaz mais une forte baisse a, par contre, été observée chez Ores Hainaut Gaz. La Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau à partir de mars 2019. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires gestion du système, activité de mesure et comptage et charges de pensions complémentaires non capitalisées ont disparu. À partir de mars 2019, les coûts associés ont été répartis entre les termes « capacitaire », « fixe » et « proportionnel » du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Il existe également un nouveau poste tarifaire « soldes réglementaires », qui comprend la compensation des soldes historiques.

En 2020, on constate une baisse des tarifs de réseau en Flandre et à Bruxelles et une légère hausse en Wallonie. En 2021, les tarifs de réseau restent stables à Bruxelles et ils augmentent en Flandre (sauf chez Gaselwest) et en Wallonie.

172. Les évolutions tarifaires divergent fortement entre les différentes zones de distribution.

L'extension des réseaux est une première cause de cette évolution disparate. De nombreuses zones ne sont en effet pas encore couvertes en Flandre et en Wallonie. Les investissements pour couvrir ces zones sont relativement importants chez certains gestionnaires de réseau de distribution, notamment chez InterEnergia (Limbourg), ce qui peut expliquer une hausse tarifaire plus forte dans ces zones.

Les transferts et les obligations de service public sont une deuxième cause de cette évolution disparate.

Pour les gestionnaires de réseaux de distribution mixtes flamands (Gaselwest et Imewo), les décisions Bonus – Malus (BM) de la CREG ont permis d'identifier des excédents importants et ce particulièrement sur les premiers exercices d'exploitation (BM 2004-BM 2006). Le BM 2007, intégré dans les tarifs approuvés de 2009, était un déficit. Il a occasionné, entre autres, une hausse des tarifs approuvés de 2009. L'important déficit d'exploitation de 2006 chez InterEnergia apparaît dans les tarifs de réseau de distribution de 2008. Initialement, InterEnergia et Resa Tecteo Gaz (ALG) ne disposaient pas de tarifs approuvés. InterEnergia a dès lors contesté la décision relative aux tarifs imposés devant la Cour d'appel. Dans son arrêt du 22 septembre 2010, la Cour d'appel a annulé les tarifs 2008 imposés et a

jugé que la proposition tarifaire introduite était valable de plein droit. Entre-temps, la CREG était arrivée à un accord avec InterEnergia. Des tarifs pluriannuels approuvés ont été fixés pour 2011 et 2012. Les tarifs imposés 2008 sont facturés jusqu'à fin 2010.

En Flandre, les tarifs de 2015 comportaient 50 % des déficits d'exploitation 2008-2009. Les 50 % restants de ces déficits ont été intégrés dans les tarifs de 2016 et la facturation provisoire des déficits d'exploitation 2010-2014 a été entamée à raison d'1/5 par an.

A Bruxelles et en Wallonie, les excédents/déficits d'exploitation (bonus/malus) sont restés remarquablement plus faibles qu'en Flandre étant donné que ceux-ci ne sont constatés que sur la clientèle éligible qui ne concernait essentiellement que les secteurs secondaire et tertiaire jusqu'au 1^{er} janvier 2007. Le BM 2007 est incorporé dans les tarifs pluriannuels approuvés 2009-2012. Étant donné que Resa Tecteo Gaz (ALG) ne possède de tarifs approuvés que depuis 2012, le tarif de réseau de distribution 2008 a été prolongé jusqu'en 2011 inclus. Ainsi, les soldes d'exploitation ne sont pas encore incorporés pour Resa Tecteo Gaz (ALG) dans la période 2009-2011. La hausse du tarif de réseau de distribution en 2012 est donc causée, chez Resa Tecteo Gaz (ALG), en partie par l'intégration du BM 2007. Ores Hainaut Gaz possède des tarifs approuvés 2009-2012 à partir d'octobre 2009. Le déficit d'exploitation de 2007 participe, de ce fait, à la hausse des tarifs de réseau de distribution depuis octobre 2009.

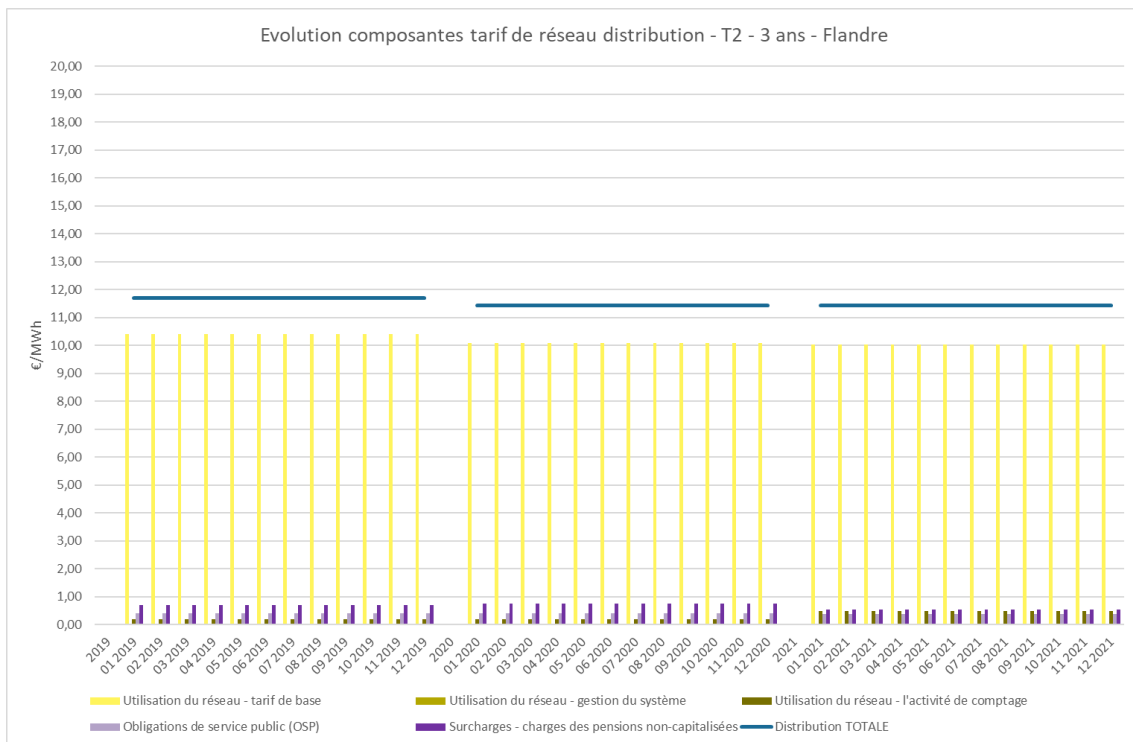
A Bruxelles, les soldes historiques sont réservés jusqu'en 2014 à des projets d'investissement. D'une part pour la période 2015-2019 (Atrias, smart metering...), d'autre part pour de prochaines périodes réglementaires (conversion gaz L/H...). En outre, il a été décidé en 2016 de réviser les paramètres de la méthodologie (exemple : les prévisions du taux d'intérêt des OLO) afin d'éviter que des soldes importants ne s'accumulent au fil des ans.

S'agissant des soldes ou d'une partie des soldes du passé, qui n'ont pas encore fait l'objet d'une décision tarifaire, la CWaPE a approuvé la récupération, par les gestionnaires de réseau de distribution, des soldes des années 2008-2014, à concurrence de 10 % pour les années 2015 et 2016 et de 20 % pour l'année 2017.

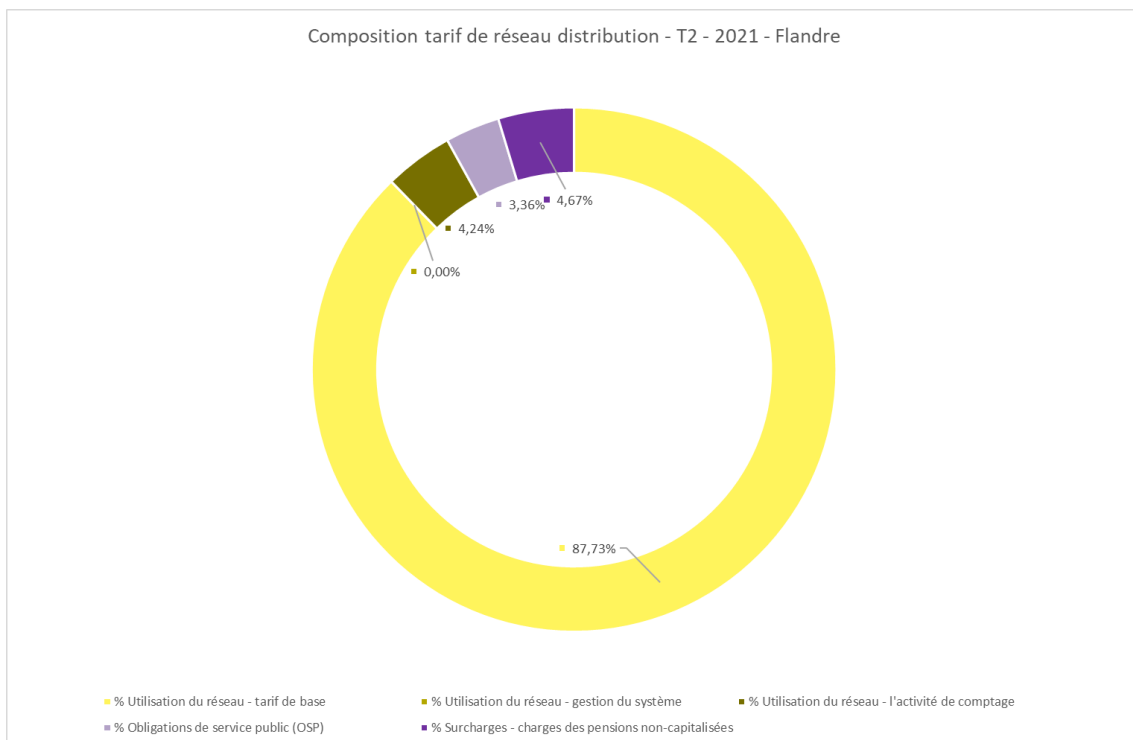
173. Les graphiques 86, 88 et 90 rendent compte de l'évolution des tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics) durant les trois dernières années, avec une répartition des différentes composantes par région¹⁵¹. Les graphiques 87, 89 et 91 affichent plus de détails sur la composition du tarif de réseau de distribution pour la dernière année par région.

¹⁵¹ S'agissant de 2019, il convient de mentionner qu'en Wallonie, à partir de 2019, une nouvelle structure tarifaire est entrée en vigueur. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires suivants (tarif pour la gestion du système, les activités de mesure et comptage, les tarifs pour les services auxiliaires (compensation des pertes de réseau) le tarif pour les charges de pensions complémentaires non capitalisées) ont disparu. Aux fins de la comparaison régionale et étant donné que l'ajustement n'a été effectué que dans le courant de l'année 2019, il a été décidé de conserver la structure tarifaire existante dans ces graphiques et d'intégrer la nouvelle structure tarifaire wallonne dans la structure existante, le poste tarifaire proportionnel étant imputé au tarif d'utilisation du réseau - la capacité souscrite et complémentaire et le terme fixe étant imputés aux activités de mesure et comptage.

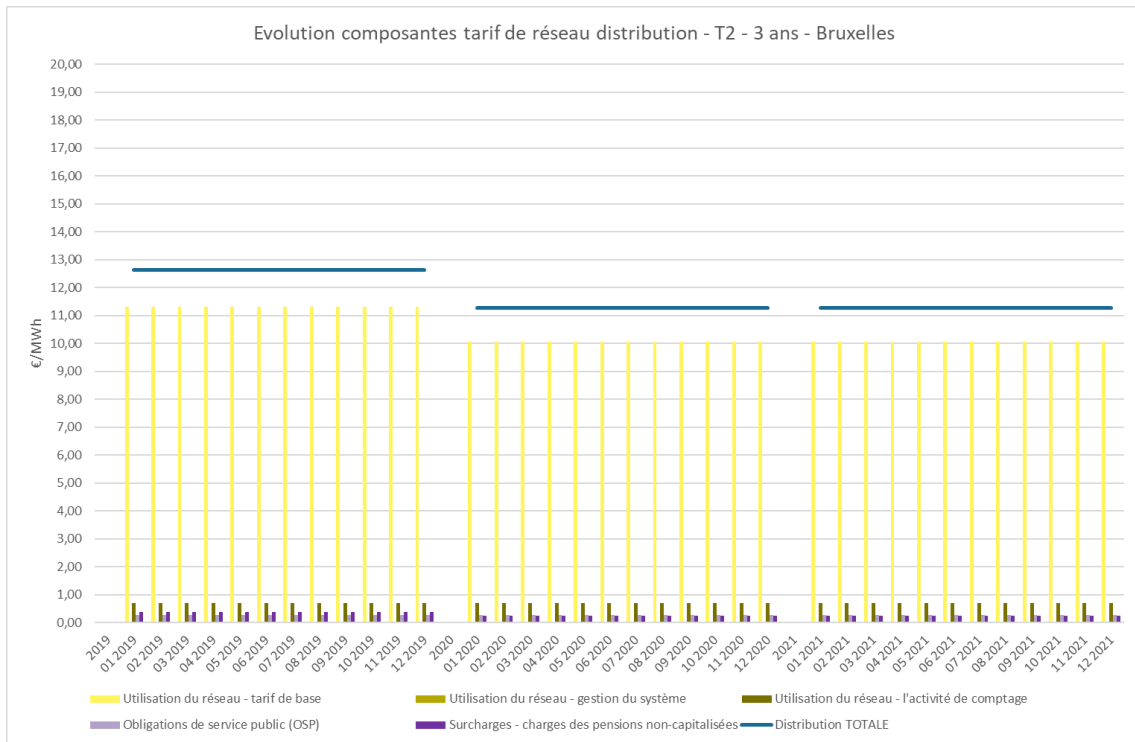
Graphique 85: Evolution des tarifs de réseau de distribution T2, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Flandre



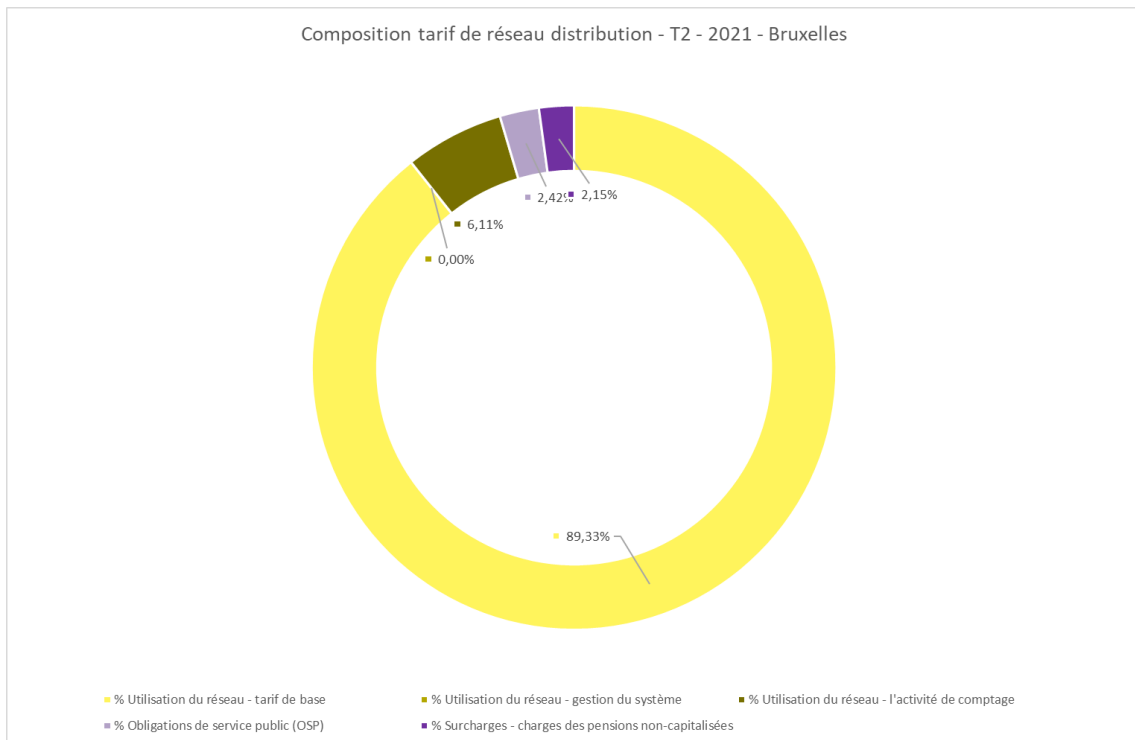
Graphique 86: Composition proportionnelle du tarif de réseau de distribution T2, année la plus récente, Flandre



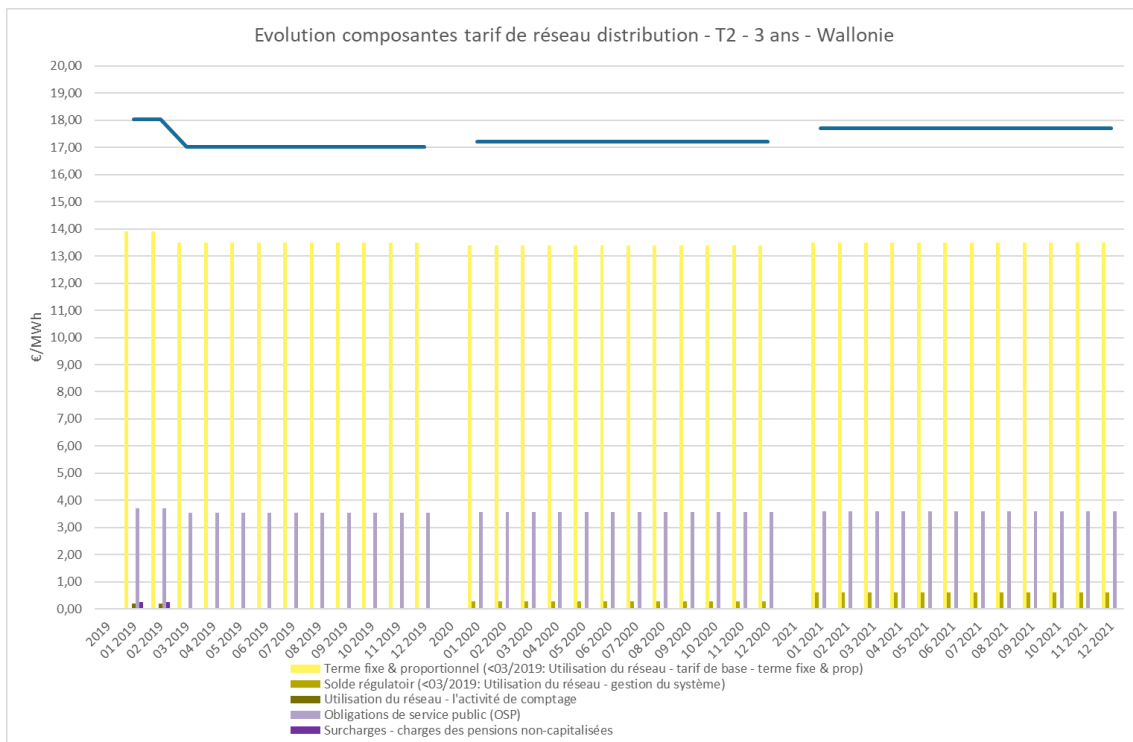
Graphique 87: Evolution des tarifs de réseau de distribution T2, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Bruxelles



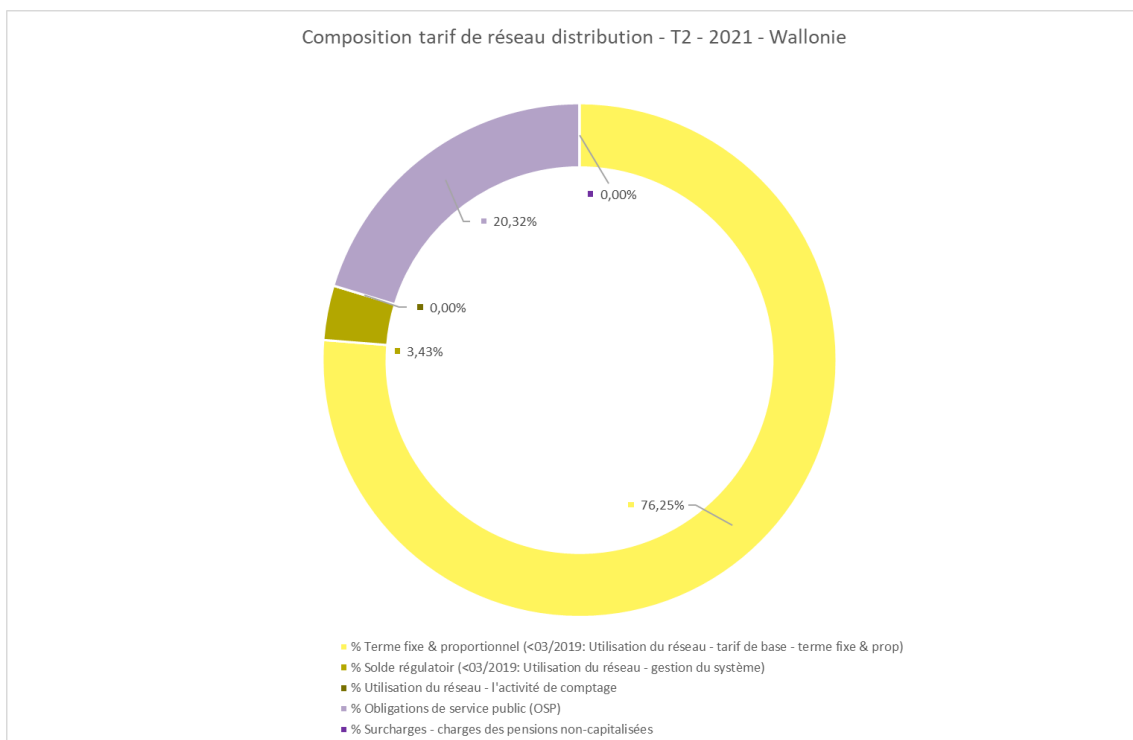
Graphique 88: Composition proportionnelle du tarif de réseau de distribution T2, année la plus récente, Bruxelles



Graphique 89: Evolution des tarifs de réseau de distribution T2, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Wallonie



Graphique 90: Composition proportionnelle du tarif de réseau de distribution T2, année la plus récente, Wallonie



174. Les évolutions entre 2007 et 2021 peuvent différer légèrement d'un client-type à l'autre. Pour T2, nous observons une hausse moyenne de 29,01 % par rapport à 2007 et pour T4, une hausse de 28,26 %. En Flandre, le tarif de réseau de distribution pour un client type T2 a augmenté en moyenne de 14,75 % (+ 1,47 €/MWh), le tarif d'obligations de service public baissant de 5,14 %. A Bruxelles, l'augmentation s'élève à 2,48 % (+ 0,27 €/MWh), alors que le tarif des obligations de service public a diminué de 123,86 %. En Wallonie, la hausse est plus forte et atteint 70,86 % (+7,34 €/MWh), dont 46,47 % peuvent être imputés à la hausse du tarif des obligations de service public. Pour un client-type T2, la part du tarif des obligations de service public s'élève en 2020 à 3,36 % en Flandre, à 2,42 % à Bruxelles et à 20,32 % en Wallonie.

4.4.2.1. Obligations de service public (OSP)

175. Les coûts liés aux obligations de service public (OSP) sont inclus dans le tarif d'acheminement (le tarif de base d'acheminement sur le réseau) jusqu'aux tarifs de 2008. Cette composante a été isolée et scindée selon le volume applicable aux différents groupes de clients afin d'obtenir un tarif OSP. Depuis l'approbation des tarifs pluriannuels 2009-2012, les coûts liés aux obligations de service public apparaissent dans un tarif séparé.

176. En général, nous pouvons constater que les obligations de service public sont les plus élevées à Bruxelles et ce jusqu'en 2008 inclus. A partir de 2009, elles sont les plus élevées en Wallonie. En Flandre, les OSP sont demeurées quasi constantes au fil du temps.

4.4.2.1.1. *Flandre*

177. L'installation de compteurs à budget et la fourniture de gaz naturel aux clients droppés font partie des obligations de service public des gestionnaires du réseau de distribution flamands. Les coûts liés à cette activité ont augmenté légèrement depuis 2007 jusqu'à 0,3839 €/MWh en moyenne en 2021.

4.4.2.1.2. *Bruxelles*

178. Outre la gestion des clients protégés, les coûts liés à l'URE et à un médiateur sont intégrés dans le tarif des « obligations de service public » de Sibelga. Ce tarif a évolué de 0,61 €/MWh en 2007 à 0,2720 €/MWh en 2021. Près de 70 % du tarif sont dus au programme mis sur pied par le gouvernement bruxellois concernant les primes pour l'utilisation rationnelle de l'énergie.

4.4.2.1.3. *Wallonie*

179. En Wallonie, par contre, l'autorité régionale a décidé d'utiliser un autre mode de financement¹⁵² pour les obligations de service public URE. Le tarif des « obligations de service public » sert à couvrir les frais de gestion des clients protégés et l'installation de compteurs à budget. Jusqu'en septembre 2008 inclus, ces coûts sont minimes (0,20 €/MWh) chez Ores Hainaut Gaz, mais depuis octobre 2009 (nouveaux tarifs pluriannuels approuvés), ils sont quasi à 2,50 €/MWh. Cette hausse considérable est

¹⁵² En Wallonie, ces mesures URE sont principalement couvertes par la redevance de raccordement (0,075 €/MWh) qui est une taxe régionale.

due à l'augmentation des coûts des compteurs à budget et à l'introduction du système Talexus¹⁵³. En 2021, ce poste tarifaire a même augmenté à 4,43 €/MWh (chez Ores Hainaut Gaz).

4.4.3. Historique et composition – T4

180. Des évolutions identiques à celles constatées chez les clients-types T2 sont à la base de l'évolution enregistrée depuis 2007. Les tarifs des clients-types T4 sont toutefois sensiblement inférieurs à ceux des clients-types T2 (graphique 85 comparé au graphique 84). Cela s'explique par le principe de la dégressivité des tarifs.

181. En janvier 2015, on observe une baisse des tarifs de réseau chez l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution (sauf chez Ores Hainaut Gaz, où ils augmentent légèrement à partir de mars 2015). En Flandre, tous les tarifs de réseau de distribution repartent à la hausse en août 2015 suite à l'introduction de l'impôt des sociétés pour les activités de réseau (comme déjà mentionné au moment d'évoquer les tarifs de réseau de distribution pour les clients-types T2).

En 2016, on constate une baisse des tarifs de réseau de distribution en Flandre (Gaselwest, Imewo et InterEnerga). Les tarifs de réseau de distribution chez Sibelga à Bruxelles et en Wallonie (Ores Hainaut Gaz et Resa Tecteo Gaz) sont en augmentation. En 2017, les tarifs de réseau de distribution augmentent légèrement en Flandre (Gaselwest, Imewo et InterEnerga) et chez Resa Tecteo Gaz en Wallonie, tandis que les tarifs diminuent chez Sibelga à Bruxelles et chez Ores Hainaut Gaz en Wallonie.

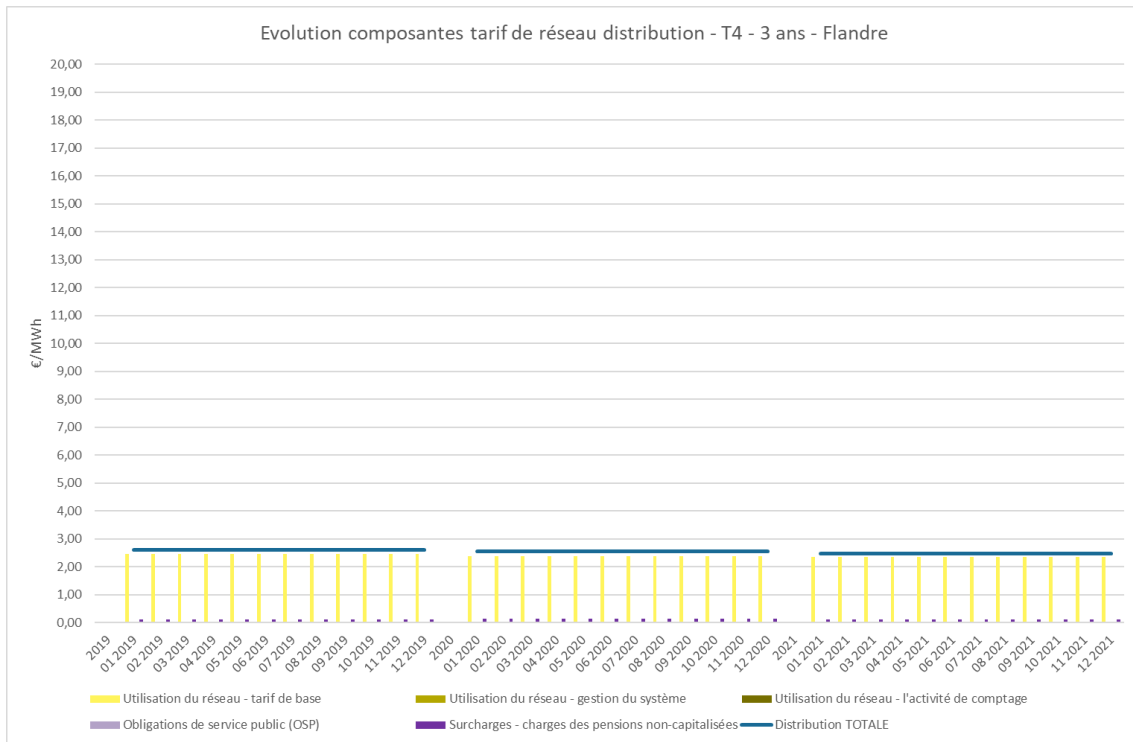
En 2018, on constate une légère augmentation globale des tarifs de réseau de distribution en Flandre et à Bruxelles, tandis qu'en Wallonie, les tarifs de réseau de distribution 2017 ont été maintenus en 2018. En 2019, on observe une très légère baisse en Flandre, tandis qu'à Bruxelles et en Wallonie, on observe plutôt une très légère augmentation. La Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau de distribution à partir de mars 2019. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires suivants (gestion du système de réseau, activité de mesure et comptage et charges de pensions complémentaires non capitalisées) ont disparu. À partir de mars 2019, les coûts associés ont été répartis entre les termes « capacitaire », « fixe » et « proportionnel » du tarif pour l'utilisation du réseau de distribution. Il existe également un nouveau poste tarifaire « soldes régulateurs », qui comprend la compensation des soldes historiques. En 2020, on constate en Flandre et à Bruxelles un statu quo ou une très légère diminution, tandis qu'en Wallonie on observe une très légère augmentation. En 2021, l'évolution est identique à l'évolution pour un client-type T2.

182. Les graphiques 92 à 94 rendent compte de l'évolution des tarifs de réseau de distribution (hors prélèvements publics) durant les trois dernières années, avec une répartition des différentes composantes par région¹⁵⁴.

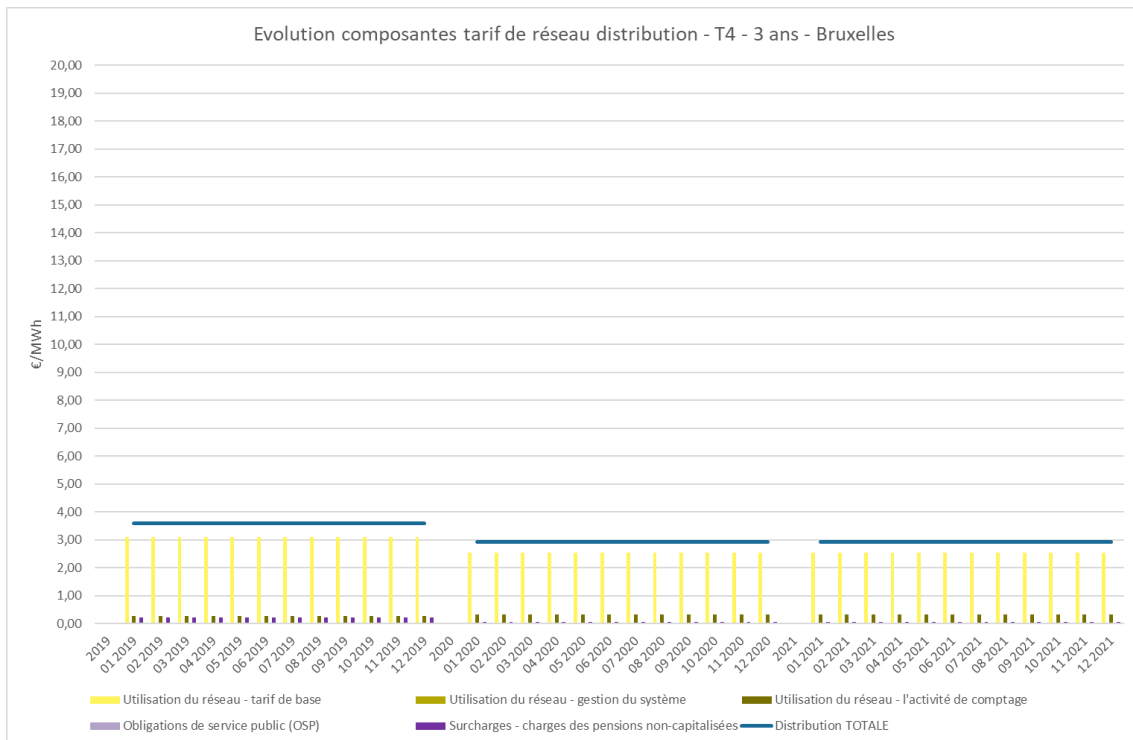
¹⁵³ Talexus est un système de paiement pour les cartes rechargeables des compteurs à budget.

¹⁵⁴ S'agissant de 2019, il convient de mentionner qu'en Wallonie, à partir de 2019, une nouvelle structure tarifaire est entrée en vigueur. Dans cette nouvelle structure tarifaire, les postes tarifaires suivants (tarif pour la gestion du système, les activités de mesure et comptage, les tarifs pour les services auxiliaires (compensation des pertes de réseau) le tarif pour les charges de pensions complémentaires non capitalisées) ont disparu. Aux fins de la comparaison régionale et étant donné que l'ajustement n'a été effectué que dans le courant de l'année 2019, il a été décidé de conserver la structure tarifaire existante dans ces graphiques et d'intégrer la nouvelle structure tarifaire wallonne dans la structure existante, le poste tarifaire proportionnel étant imputé au tarif d'utilisation du réseau - la capacité souscrite et complémentaire et le terme fixe étant imputés au tarif de l'activité de mesure.

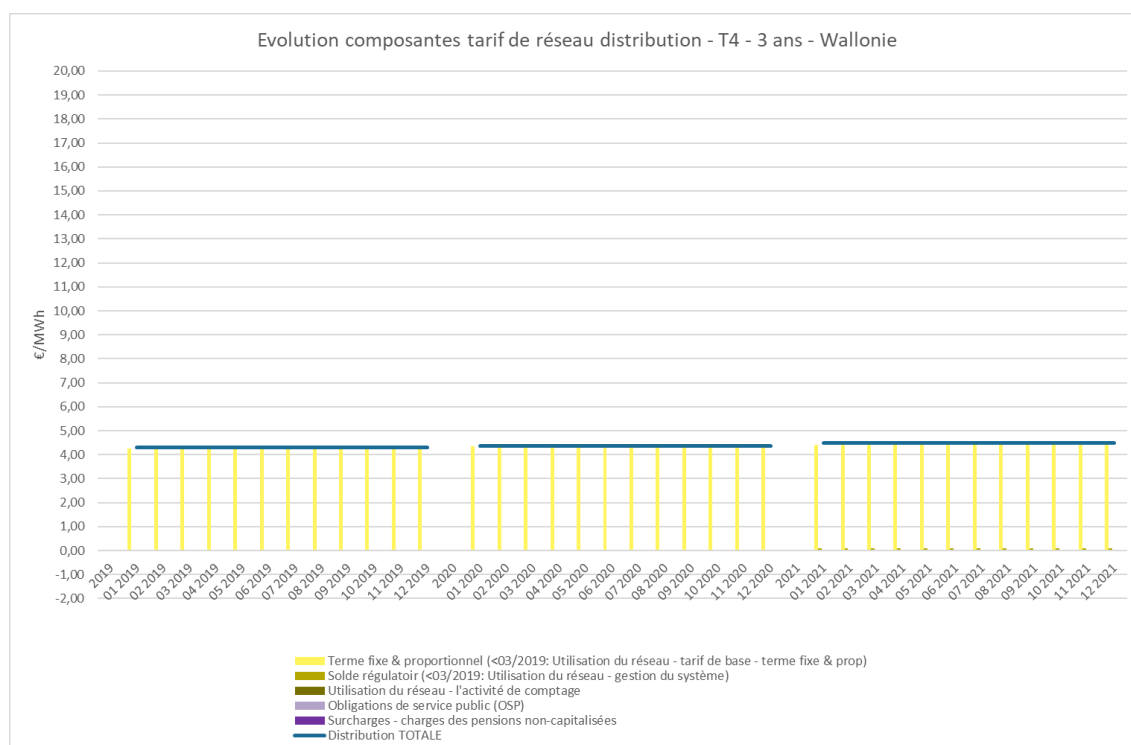
Graphique 91: évolution des tarifs de réseau de distribution T4, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Flandre



Graphique 92: évolution des tarifs de réseau de distribution T4, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Bruxelles



Graphique 93: Evolution des tarifs de réseau de distribution T2, divisés en composantes, 3 années les plus récentes, Wallonie



183. Les évolutions entre 2007 et 2021 peuvent différer légèrement d'un client-type à l'autre. Pour T2, la CREG observe une hausse moyenne de 29,01 % par rapport à 2007 et pour T4, une hausse de 28,26 %. En Flandre, le tarif de réseau de distribution pour un client type T4 a augmenté en moyenne de 1,60 % (+ 0,04 €/MWh). A Bruxelles, l'augmentation s'élève à 7,26 % (+ 0,20 €/MWh). En Wallonie, l'augmentation est plus forte et atteint 76,14 % (1,94 €/MWh).

4.5. PRÉLÈVEMENTS PUBLICS

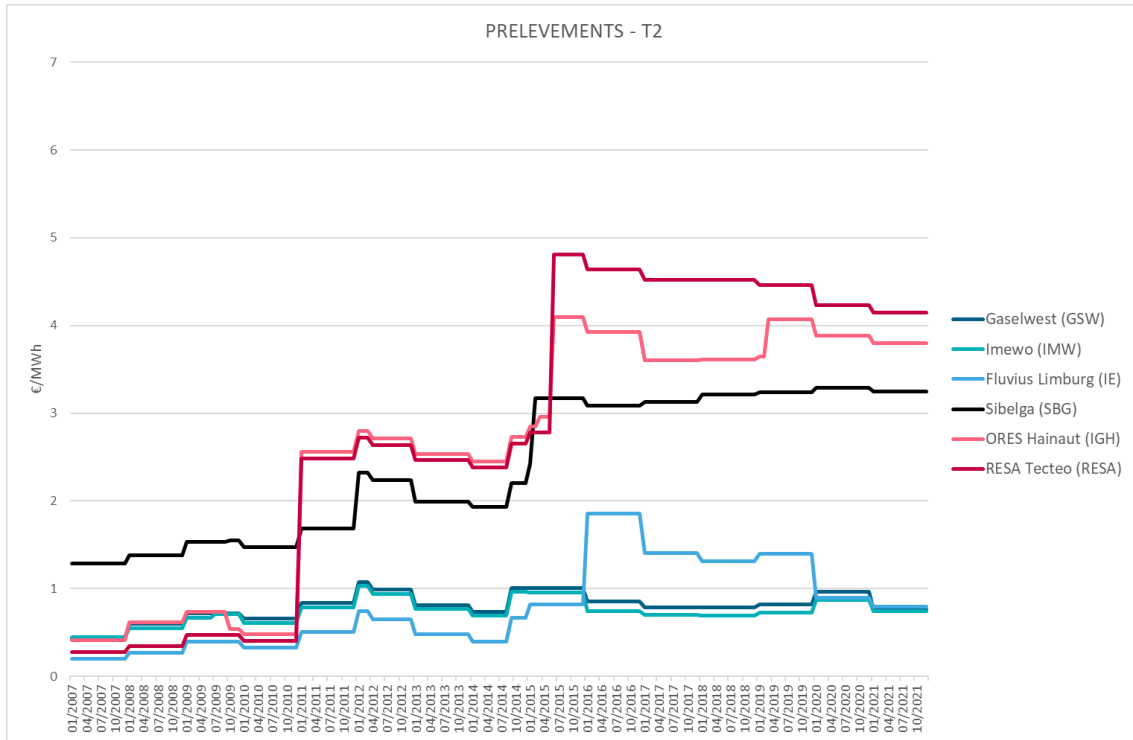
184. Ce poste comprend les prélèvements publics des différentes composantes tarifaires.

- via la composante énergétique :
 - cotisation fédérale;
 - surcharge clients protégés ;
 - cotisation destinée au financement des obligations de service public (Bruxelles) ;
 - redevance de raccordement (Wallonie).
- via le tarif de réseau de distribution :
 - autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux (impôt sur les sociétés et les personnes morales).

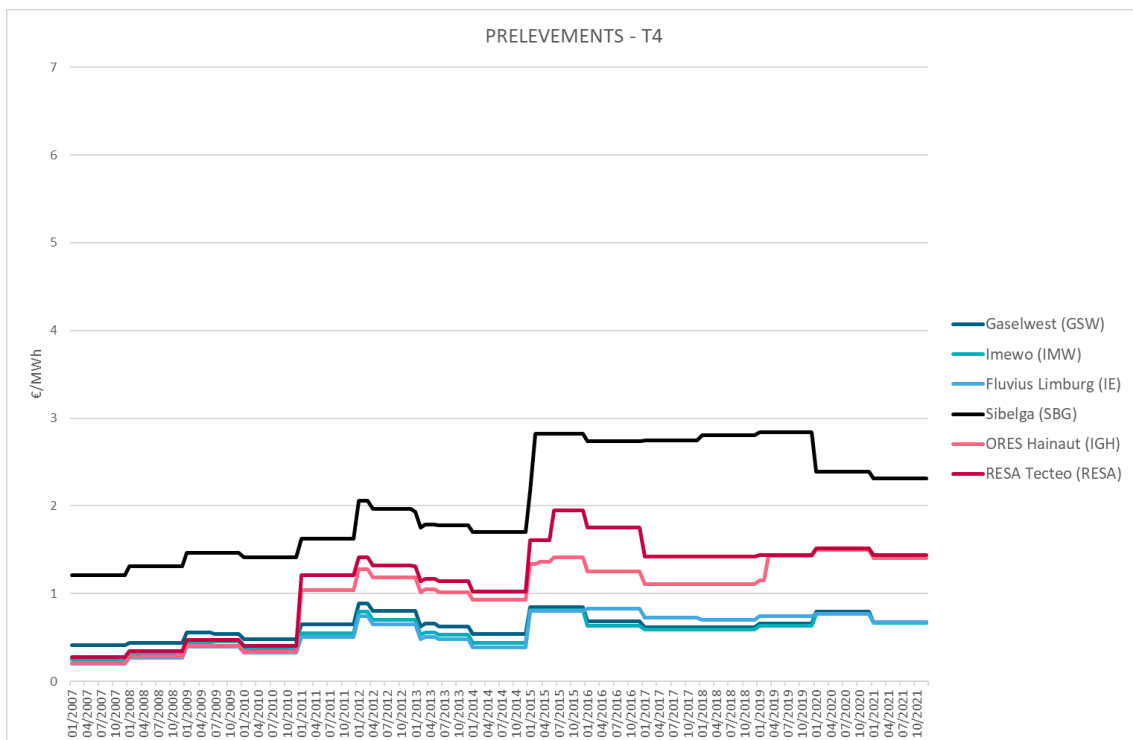
4.5.1. Représentation graphique de l'évolution

185. Les graphiques 94 et 95 rendent compte de l'évolution des tarifs des prélèvements publics, en € par MWh, respectivement pour un client-type T2 et T4 pour les différents gestionnaires de réseau de distribution. Les différences entre les régions pour les prélèvements publics sont plus faibles pour le gaz naturel que pour l'électricité.

Graphique 94: évolution des prélèvements publics, T2



Graphique 95: évolution des prélèvements publics, T4



4.5.2. Historique et composition

186. La cotisation fédérale est une surcharge prélevée sur la quantité d'électricité et de gaz naturel consommée en Belgique en vue de financer certaines obligations de service public et les coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité et du gaz naturel. La cotisation fédérale est due par les clients finals, pour toutes les quantités de gaz naturel qu'ils prélèvent/consomment pour leur propre usage. La CREG calcule et publie les surcharges unitaires des différentes composantes de la cotisation fédérale électricité et gaz naturel.

S'agissant du gaz naturel, un arrêté royal fixe annuellement le produit de la partie concernée de la cotisation fédérale destinée à alimenter le fonds clients protégés. La CREG reverse ce produit aux entreprises de gaz naturel qui ont approvisionné à des prix sociaux maximums des clients résidentiels protégés à faible revenus ou dans une situation précaire.

La cotisation fédérale et la surcharge clients protégés sont identiques pour toutes les régions.

La cotisation fédérale et la surcharge clients protégés ont fortement augmenté au fil des années. Néanmoins, en 2012, on observe une diminution de la cotisation fédérale causée par la suppression du financement des diminutions forfaitaires pour le chauffage au gaz naturel¹⁵⁵ à compter d'avril 2012. En janvier 2013, la cotisation fédérale augmente, au contraire de la surcharge pour clients protégés qui est en forte diminution. En janvier 2014, la cotisation fédérale augmente à nouveau suite à la hausse du financement du fonds social, au contraire de la surcharge pour clients protégés qui est en forte diminution. En septembre 2014, la cotisation fédérale est en baisse et la surcharge pour clients protégés est en forte hausse. En 2015, la cotisation fédérale repart fortement à la hausse. En 2016, la cotisation fédérale est en baisse, principalement en raison de la forte diminution de la surcharge pour les clients protégés. En 2017, la cotisation fédérale totale (y compris la surcharge clients protégés) a diminué par rapport à 2016 au niveau de 0,5672 €/MWh. En 2018, la cotisation fédérale totale (y compris la surcharge clients protégés) a augmenté par rapport à 2017 pour atteindre 0,56840 €/MWh. En 2019, la cotisation fédérale totale (la surcharge clients protégés incluse) a augmenté à 0,60430 €/MWh par rapport à 2018. En 2020, la cotisation fédérale totale (y compris la surcharge clients protégés) a augmenté par rapport à 2019, et est fixée à 0,74160 €/MWh.

En 2021, la cotisation fédérale totale (y compris la surcharge clients protégés) a diminué par rapport à 2020, et est fixée à 0,64820 €/MWh. Cette diminution se répartit comme suit :

- la couverture des frais de fonctionnement de la CREG (+ 0,00160 €/MWh) ;
- le financement des mesures sociales prévues par la loi du 4 septembre 2002 (+ 0,00040 €/MWh) ;
- le financement du coût réel net résultant de l'application de prix sociaux maximums (clients protégés) (- 0,09540 €/MWh).

¹⁵⁵ Surcharge fixée sur la base de la loi du 8 janvier 2012 portant modification de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

Tableau o. Historique des montants unitaires pour la cotisation fédérale

en €/MWh, hors TVA*	2007	2008	2009	2010	2011	31/03/2012	31/12/2012	2013	31/08/2014	31/12/2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
frais de fonctionnement CREG	0,01650	0,02090	0,02490	0,02420	0,02400	0,02160	0,02160	0,02530	0,02510	0,00000	0,03590	0,03360	0,02690	0,02790	0,02850	0,02860	0,03020
obligations des services publics (OSP)	0,09560	0,09420	0,10980	0,10860	0,11050	0,09390	0,09390	0,11020	0,12280	0,14370	0,23810	0,20220	0,14420	0,13740	0,13550	0,13140	0,13180
clients protégés	0,08670	0,15700	0,24150	0,17770	0,35060	0,60900	0,53290	0,34190	0,24990	0,52690	0,52190	0,39510	0,39610	0,40310	0,44030	0,58160	0,48620
prime chauffage			0,01640	0,01620	0,01650	0,01540											
cotisation fédérale	0,19880	0,27210	0,39260	0,32670	0,50160	0,73990	0,64840	0,47740	0,39780	0,67060	0,79590	0,63090	0,56720	0,56840	0,60430	0,74160	0,64820

* à partir du 04/2014 non soumis à la TVA

187. Les prélèvements publics sont très différents entre les trois régions¹⁵⁶. Les différences entre les régions sont principalement occasionnées par les « autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux ».

Durant la période 2007-2010, les prélèvements publics à Bruxelles sont, en moyenne, de 0,80 €/MWh plus élevés qu'auprès des GRD mixtes flamands et wallons et de 1,00 €/MWh plus élevés qu'auprès des gestionnaires du réseau de distribution purs. Les prélèvements publics suivants sont à l'origine de ces différences :

- l'impôt sur les personnes morales (uniquement pour les gestionnaires de réseau de distribution mixtes¹⁵⁷) ;
- la redevance de raccordement wallonne (0,0750 €/MWh) qui finance le fonds énergie wallon (frais de fonctionnement de la CWaPE, primes URE, aide aux producteurs verts).

À partir de 2011, d'autres prélèvements locaux, provinciaux, régionaux et fédéraux sont également imputés en Wallonie¹⁵⁸ ; ils s'élèvent à 1,90 €/MWh. De ce fait, les prélèvements publics wallons sont les plus élevés et on note une différence de 1,00 €/MWh avec Bruxelles et de 1,80 €/MWh avec la Flandre.

En 2012, la différence entre Bruxelles et la Wallonie s'amointrit en raison de l'introduction d'une surcharge pour le financement des obligations de service public (OSP)¹⁵⁹ à Bruxelles.

En 2015, il a été décidé de soumettre les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution à l'impôt des sociétés. En Wallonie, cet impôt est imputé comme un prélèvement tout à fait distinct depuis juin 2015. En Flandre, il est imputé dans les tarifs d'utilisation du réseau (voir 167). A Bruxelles (depuis février 2015), il est intégré dans les autres prélèvements.

En 2016, nous constatons, chez tous les gestionnaires de réseau de distribution, une légère baisse des prélèvements publics, sauf chez InterEnergia en Flandre, où ce poste augmente fortement. Cette baisse est imputable à la diminution de la cotisation fédérale et de la surcharge pour les clients protégés, les autres prélèvements demeurant à peu près stables. L'augmentation chez InterEnergia s'explique par la forte augmentation des autres prélèvements, due au transfert provisoire des déficits d'exploitation 2010-2014, à raison de 1/5^e par an.

188. Les tableaux ci-dessous présentent l'historique des prélèvements publics régionaux pour les trois régions belges.

¹⁵⁶ Les différences entre les régions sont moindres pour les clients professionnels. Cela est dû au tarif €/MWh plus bas.

¹⁵⁷ Le gestionnaire de réseau de distribution paie 15 % d'impôt des personnes morales sur les dividendes versés à l'actionnaire privé (Electrabel).

¹⁵⁸ Depuis 2011, la « taxe de voirie » s'applique également au gaz naturel en Wallonie.

¹⁵⁹ A compter de 2012, une cotisation régionale supplémentaire est également facturée pour le gaz naturel en vue du financement des obligations de service public (OSP). Cette cotisation sert au financement d'un certain nombre de missions que Sibelga doit accomplir pour le compte de la Région de Bruxelles-Capitale. Le prix de la contribution dépende du débit maximal du compteur gaz, exprimée en mètres cube par heure (m³/heure).

Tableau p. Historique des montants unitaires pour les prélèvements publics régionaux, T2, Flandre

en €/MWh, hors TVA	2007	2008	01/2009	07/2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
autres surcharges locales, provinciales, régionales et fédérales*	0,15860	0,19987	0,19987	0,21297	0,20520	0,20737	0,20947	0,20947	0,20947	0,13257	0,52010	0,39587	0,36197	0,37963	0,16660	0,11773

*: il s'agit des tarifs, tels que facturés par les GRD, des moyennes sur les gestionnaires de réseau de distribution lors de la sélection de cette étude

Tableau q. Historique des montants unitaires pour les prélèvements publics régionaux, T2 Bruxelles

en €/MWh, hors TVA	2007	2008	01/2009	10/2009	2010	2011	2012	2013	2014	01/2015	02/2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
contribution pour le financement des obligations de service public (G25 (ou max 40 m ³ /heure))							0,36099	0,37130	0,37663	0,37661	0,37661	0,37876	0,38650	0,39467	0,40327	0,40929	0,41273
autres surcharges locales, provinciales, régionales et fédérales*	1,09100	1,11200	1,14300	1,15700	1,14700	1,18700	1,22400	1,14600	1,15700	1,16800	1,15300	1,17000	1,19400	1,21900	1,24800	1,26500	1,27500
autres surcharges locales, provinciales, régionales et fédérales (impôt des sociétés)*										0,08000	0,84200	0,90900	0,97900	1,03400	0,98700	0,87000	0,90700

*: il s'agit des tarifs, tels que facturés par les GRD, des moyennes sur les gestionnaires de réseau de distribution lors de la sélection de cette étude

Tableau r. Historique des montants unitaires pour les prélèvements publics régionaux, T2 Wallonie

en €/MWh, hors TVA	2007	2008	01/2009	10/2009	2010	2011	2012	2013	2014	01/2015	03/2016	06/2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
redevance de raccordement	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500	0,07500
autres surcharges locales, provinciales, régionales et fédérales*	0,10500	0,17000	0,17000	0,07500	0,07500	1,98500	1,98500	1,98500	1,98260	1,98260	2,03600	1,91000	1,91000	1,91000	1,91000	1,91000	1,91000	1,91000
Impôt des sociétés*												1,70715	1,70715	1,54965	1,54965	1,67860	1,37045	1,37555

*: il s'agit des tarifs, tels que facturés par les GRD, des moyennes sur les gestionnaires de réseau de distribution lors de la sélection de cette étude

4.6. TAXE SUR L'ÉNERGIE ET TVA

189. La taxe sur l'énergie finance le Fonds pour l'équilibre financier de la sécurité sociale. Une TVA est due sur la taxe sur l'énergie.

Dans la mesure où la TVA est appliquée à l'ensemble des composantes, son évolution est comparable à celle du prix total. S'agissant des clients professionnels, les clients-types T4, il n'est pas tenu compte de la TVA, étant donné qu'ils peuvent la récupérer.

4.6.1. Représentation graphique de l'évolution

190. Le graphique 96 montre l'évolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA, en € par MWh, pour le client-type T2 chez les différents gestionnaires de réseau de distribution approvisionnés par Engie-Electrabel¹⁶⁰.

¹⁶⁰ Pour limiter le nombre de graphiques et étant donné qu'on note la même évolution que celle du prix total, le calcul n'a été illustré que pour un seul fournisseur.

Graphique 96 : évolution taxe sur l'énergie et TVA T2 - Engie-Electrabel



191. La composante « taxe sur l'énergie et TVA » est, après le tarif de réseau de distribution et la composante énergie, celle qui pèse le plus sur la facture d'un client résidentiel.

4.6.2. Historique et composition

192. Le tableau ci-après offre un aperçu des montants unitaires pour la taxe sur l'énergie. On note une évolution divergente de cette taxe pour les clients résidentiels, d'une part, et pour les clients professionnels, d'autre part.

Tableau s. Historique des montants unitaires pour la taxe sur l'énergie

en €/MWh, hors TVA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
taxe sur l'énergie - T2	0,99780	0,99780	0,99780	0,99780	0,99780	0,99780	0,99780	0,99780	0,99173	0,99777	0,99777	0,99777	0,99777	0,99777	0,99777
taxe sur l'énergie - T4	0,36420	0,36420	0,36420	0,98890	0,98890	0,98890	0,98890	0,98890	0,99157	0,99780	0,99780	0,99780	0,99780	0,99780	0,99780

193. La TVA de 21 % s'applique à toutes les composantes, sauf à la redevance de raccordement en Région wallonne, à la cotisation fédérale et à la surcharge clients protégés (à partir d'avril 2014), dont les montants ne sont pas soumis à la TVA.

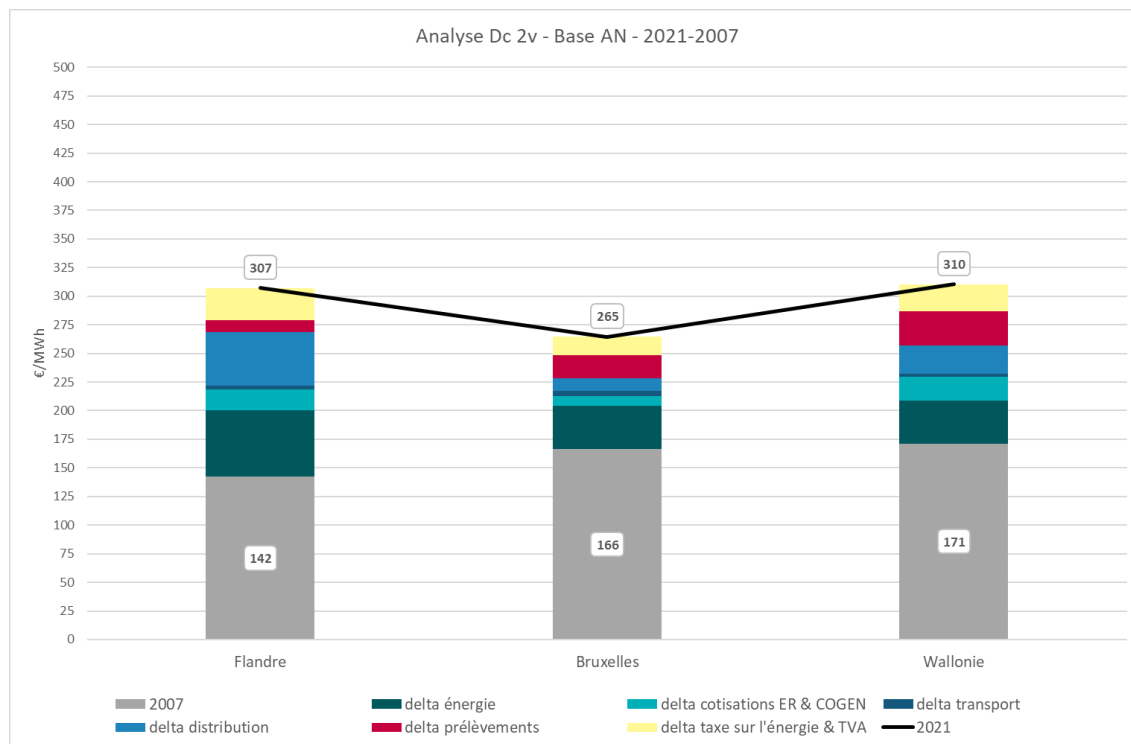
5. CONCLUSION : ÉVOLUTION 2021 - 2007

5.1. ELECTRICITÉ

5.1.1. Clients résidentiels (Dc 2v)

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen a augmenté de 83,71 % : la dernière année, la CREG a noté une augmentation de 19,55 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique ci-dessous se fonde sur un client-type Dc 2v par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région¹⁶¹. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2021.

Graphique 97 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, Dc 2v, période 2021-2007



Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 164,71 €/MWh en Flandre, de 98,24 €/MWh à Bruxelles et de 138,97 €/MWh en Wallonie¹⁶². Ces évolutions s'expliquent principalement par le prix de l'énergie, les cotisations énergie renouvelable et cogénération, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la composante taxe sur l'énergie et TVA.

¹⁶¹ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs sur le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Électricité (anciennement IEH) et de RESA Tecteo.

¹⁶² Etant donné qu'un client Dc 2v a une consommation annuelle de 3 500kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de + 576,48 €/an en Flandre, de + 343,83 €/an à Bruxelles et de + 486,40 €/an en Wallonie.

Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 57,98 €/MWh en Flandre, de 37,86 €/MWh à Bruxelles et de 37,19 €/MWh en Wallonie. La dernière année, ce prix a augmenté de 35,65 €/MWh en Flandre et en Wallonie et de 36,32 €/MWh à Bruxelles.

L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. La remontée des prix de l'électricité sur les marchés de gros au troisième trimestre de 2020 se poursuit au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021. Comme pour le gaz naturel, on observe également, dans le cas de l'électricité, des hausses de prix structurelles à compter du deuxième trimestre, qui deviennent particulièrement notables au troisième et au quatrième trimestres de 2021. Ce sont principalement les hausses de prix du gaz naturel et du charbon qui expliquent cette augmentation des prix, et dans une moindre mesure, la hausse du prix par tonne de CO₂. Le prix du CO₂ continue toutefois de croître et est appelé à rester un facteur structurel de la hausse des prix de l'électricité à moyen terme.

Par le passé, la différence entre la Flandre et Bruxelles/la Wallonie s'expliquait principalement par l'octroi de kWh gratuits en Flandre ; cette mesure a toutefois été supprimée en janvier 2016, d'où la plus forte hausse en Flandre.

La majorité des fournisseurs n'opèrent pas une tarification régionale des prix (dans cet échantillonnage, seulement Lampiris adopte d'autres prix pour Bruxelles jusqu'en juin 2016, ensuite, le prix de l'énergie reste identique dans les trois régions jusqu'en 2021, lorsqu'une tarification régionale sera à nouveau appliquée par ce fournisseur).

Evolution des contributions énergie renouvelable et cogénération

Les contributions énergie renouvelable et cogénération ont augmenté à la suite de la hausse des quotas imposés. Vu que l'énergie renouvelable est une compétence régionale et que les quotas sont, dès lors, fixés par région, la hausse diverge d'une région à l'autre. La cotisation a ainsi augmenté, en moyenne, de 17,96 €/MWh en Flandre, de 8,65 €/MWh à Bruxelles et de 21,09 €/MWh en Wallonie. La dernière année, ce prix a augmenté de 0,76 €/MWh en Flandre, de 4,85 €/MWh à Bruxelles et a diminué de 0,72 €/MWh en Wallonie.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 46,80 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une baisse de 4,64 €/MWh. Cette augmentation historique s'explique par les facteurs suivants :

- les suites données par la CREG aux arrêts de la Cour d'appel, de l'introduction des tarifs pluriannuels et des reports des déficits des exercices d'exploitation antérieurs ;
- l'augmentation des coûts des obligations de service public ;

Un accroissement des obligations pour le gestionnaire de réseau et la hausse constante des coûts ont entraîné une augmentation. En 2009, 2010 et 2011, la pose de panneaux solaires a connu un grand succès, ce qui a fait grimper les coûts pour l'obligation de rachat des certificats verts. De plus, les coûts de fourniture aux clients exclus et les primes URE ont également fortement augmenté.

- le transfert aux régulateurs régionaux de la compétence sur les tarifs de réseau de distribution, suite à la mise en œuvre de la sixième réforme de l'Etat ;

A partir de début 2015, on voit dès lors les tarifs de réseau de distribution évoluer après une période de prolongation de deux ans.

- l'assujettissement des activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution à l'impôt des sociétés ;

Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands, on observe une nouvelle augmentation à partir d'août 2015 suite à l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui est imputée via les tarifs d'utilisation du réseau.

A Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 11,03 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une diminution de 1,30 €/MWh.

La hausse du coût des obligations de service public ainsi que du coût pour la compensation des pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent un rôle dans ce cadre.

En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 25,35 €/MWh ; pour la dernière année il s'agissait d'une augmentation de 2,36 €/MWh. À partir de mars 2019, la Wallonie a adapté la structure de ses tarifs de réseau.

Cela s'explique partiellement par l'augmentation des obligations de service public pour le gestionnaire de réseau. Les reports, la hausse du coût de l'énergie pour compenser les pertes de réseau et l'introduction des tarifs pluriannuels jouent également un rôle.

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de 10,60 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 3,56 €/MWh.

La cotisation fédérale a augmenté de 1,38€/MWh et les prélèvements fédéraux, tels que la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens *offshore* », la « réserve stratégique » (...), ont grimpé de 11,49 €/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également enregistré une hausse de 9,24 €/MWh. Ces hausses ont été plus que contrebalancées par la suppression du prélèvement Elia en 2009.

À Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 19,88 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 4,11 €/MWh.

La cotisation fédérale a augmenté de 1,38€/MWh, les prélèvements fédéraux tels que la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens *offshore* », la « réserve stratégique » (...) ont grimpé de 11,49 €/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également augmenté de 6,67 €/MWh (dont la surcharge pour le financement des obligations de service public et d'autres prélèvements locaux comme l'application de l'impôt des sociétés sur les activités du réseau des gestionnaires du réseau de distribution à partir de 2015).

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 29,59 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 1,96 €/MWh.

La cotisation fédérale a augmenté de 1,38 €/MWh, les prélèvements fédéraux comme la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens *offshore* », la « réserve stratégique » (...) ont grimpé de 11,49 €/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également augmenté de 18,94 €/MWh (dont l'indexation de la taxe de voirie et l'application de l'impôt des sociétés sur les activités du réseau des gestionnaires du réseau de distribution à partir de 2015).

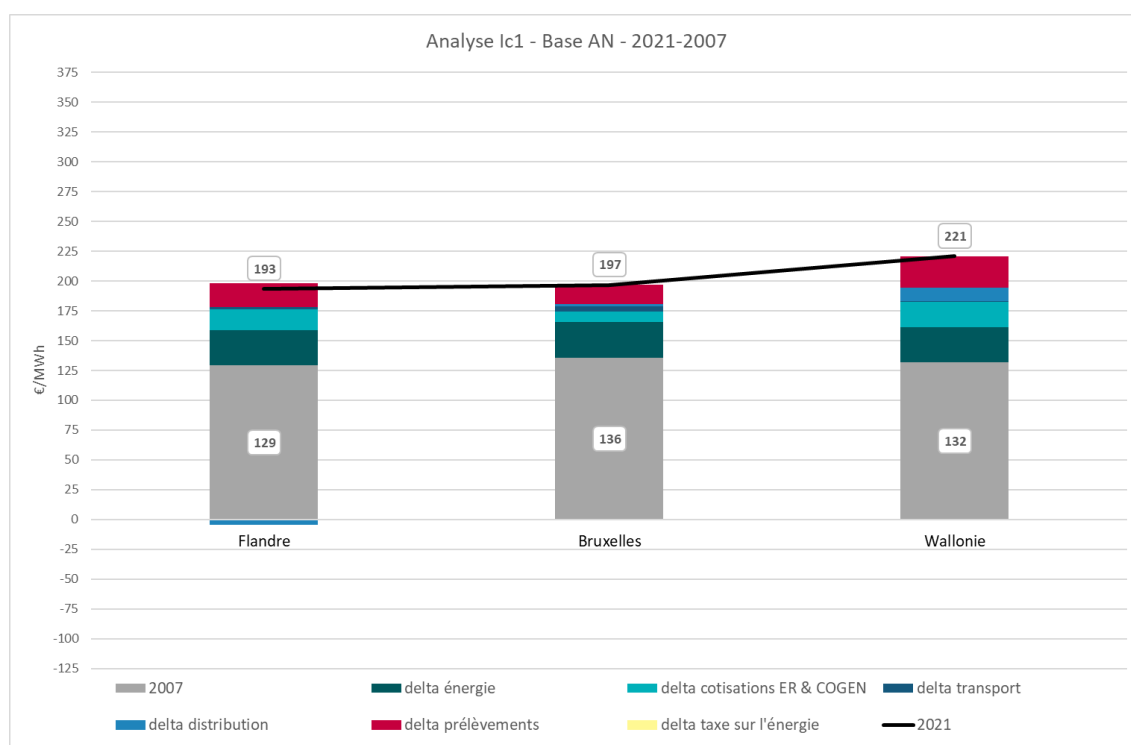
Evolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA

La taxe sur l'énergie et la TVA ont grimpé de 27,95 €/MWh en Flandre, de 16,46 €/MWh à Bruxelles et de 23,53 €/MWh en Wallonie. La dernière année, on a relevé une augmentation de 7,42 € en Flandre, de 9,30 €/MWh à Bruxelles et de 8,16 €/MWh en Wallonie.

5.1.2. Clients professionnels (Ic1)

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen a augmenté de 53,96 % : la dernière année, la CREG a noté une augmentation de 37,07 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique se fonde sur un client-type Ic1 par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région¹⁶³. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2021.

Graphique 98 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, Ic1, période 2021-2007



¹⁶³ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs sur le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Électricité (anciennement IEH) et de RESA Tecteo.

Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 64,19 €/MWh en Flandre, de 61,01 €/MWh à Bruxelles et de 88,86 €/MWh en Wallonie¹⁶⁴. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, les contributions énergie renouvelable et cogénération, le tarif de réseau de distribution et les prélèvements publics.

Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 29,45 €/MWh en Flandre et en Wallonie et de 30,11 €/MWh à Bruxelles. La dernière année, ce prix a augmenté de 53,48 €/MWh en Flandre et en Wallonie et de 54,15 €/MWh à Bruxelles.

L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. La remontée des prix de l'électricité sur les marchés de gros au troisième trimestre de 2020 se poursuit au quatrième trimestre de 2020 et au premier trimestre de 2021. Comme pour le gaz naturel, on observe également, dans le cas de l'électricité, des hausses de prix structurelles à compter du deuxième trimestre, qui deviennent particulièrement notables au troisième et au quatrième trimestres de 2021. Ce sont principalement les hausses de prix du gaz naturel et du charbon qui expliquent cette augmentation des prix, et dans une moindre mesure, la hausse du prix par tonne de CO₂. Le prix du CO₂ continue toutefois de croître et est appelé à rester un facteur structurel de la hausse des prix de l'électricité à moyen terme.

La majorité des fournisseurs n'opèrent pas une tarification régionale des prix (dans cet échantillonnage, seulement Lampiris adopte d'autres prix pour Bruxelles jusqu'en juin 2016, ensuite, le prix de l'énergie reste identique dans les trois régions jusqu'en 2021 lorsque la tarification régionale sera à nouveau appliquée).

Evolution des cotisations énergie renouvelable et cogénération

Les contributions énergie renouvelable et cogénération ont augmenté à la suite de l'accroissement des quotas imposés, tout comme chez les clients résidentiels. La cotisation a ainsi augmenté, en moyenne, de 17,44 €/MWh en Flandre, de 8,66 €/MWh à Bruxelles et de 21,26 €/MWh en Wallonie. Au cours de la dernière année, elle a augmenté de 0,19 € en Flandre, de 0,89 €/MWh à Bruxelles et diminué de 0,47 €/MWh en Wallonie.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a diminué en moyenne de 4,55 €/MWh; lors de la dernière année, il a diminué de 5,86 €/MWh.

Cela est dû à la hausse des coûts des obligations de service public et aux reports des déficits des exercices précédents. L'introduction des tarifs pluriannuels joue également un rôle. Le transfert aux régulateurs régionaux de la compétence sur les tarifs de réseau de distribution, suite à la mise en œuvre de la sixième réforme de l'Etat, a entraîné une nouvelle évolution des tarifs de réseau de distribution à partir de début 2015 après une période de prolongation de deux ans. Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands, on observe une nouvelle augmentation à partir d'août 2015 suite à l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui leur est imputée via les tarifs d'utilisation du réseau. Ces dernières années, on observe une tendance à la baisse des tarifs du réseau de distribution.

A Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté de 1,94 €/MWh ; lors de la dernière année, il a diminué de 0,47 €/MWh.

¹⁶⁴ Etant donné qu'un client Ic1 a une consommation annuelle de 160 000 kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de + 10.269,64 €/an en Flandre, de + 9.760,82 €/an à Bruxelles et de + 514.217,65 €/an en Wallonie.

Une redistribution des clients sur la base du règlement technique et la forte baisse des frais de dossier pour la catégorie 26-1kV chez Sibelga sont à l'origine de cette faible augmentation sur l'ensemble de la période.

En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 11,50 €/MWh ; la dernière année, il s'agissait d'une augmentation de 3,42 €/MWh. À partir de mars 2019, la Wallonie a adapté ses tarifs de réseau.

Cette évolution historique est due aux mêmes causes qu'en Flandre (sauf pour ce qui est de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui est imputé en Wallonie via les prélèvements locaux).

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de 20,10 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 3,58 €/MWh.

Cette évolution est basée sur les mêmes causes que celles d'un client-type Dc 2V.

La suppression du prélèvement Elia est dès lors compensée par la hausse de la cotisation fédérale et de nouvelles surcharges fédérales et régionales. L'annulation par la Cour constitutionnelle du décret instituant le prélèvement Energie flamand et le nouveau prélèvement mensuel en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018 constitue la cause principale de cette baisse au cours de l'année dernière en Flandre.

A Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 15,93 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 2,86 €/MWh. En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 26,27 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de 1,86 €/MWh.

Cette évolution est basée sur les mêmes causes que celles d'un client-type Dc 2V.

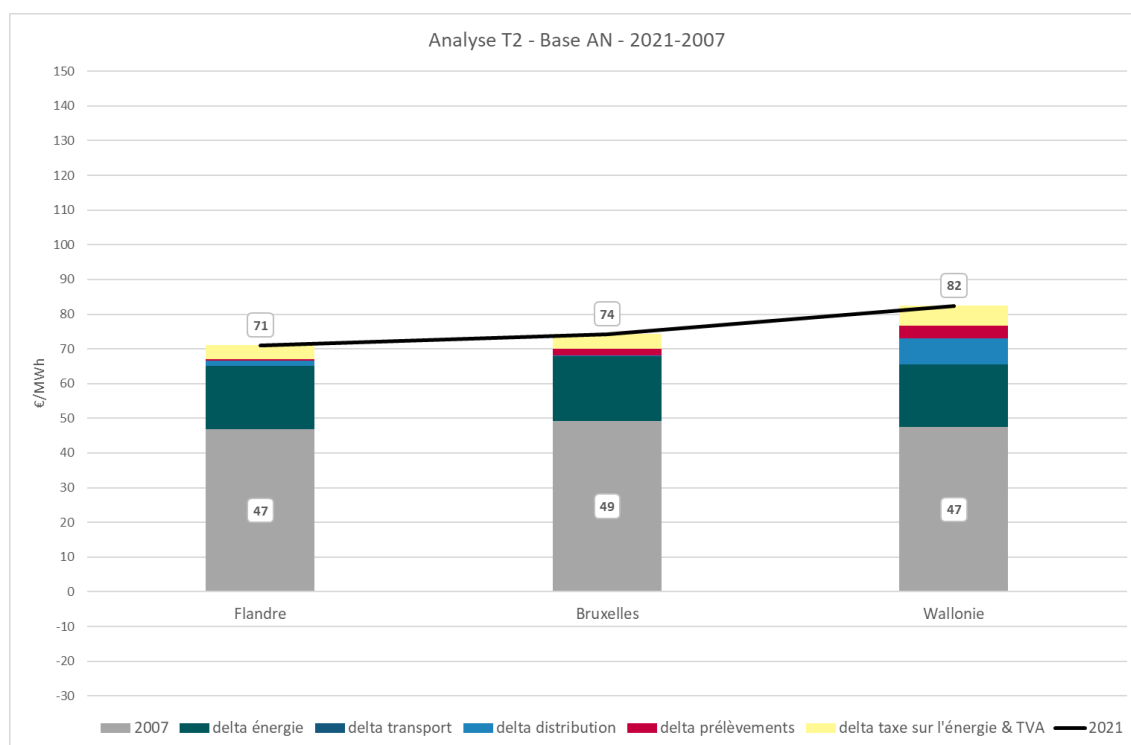
5.2. GAZ NATUREL

5.2.1. Clients résidentiels (T2)

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen a augmenté de 58,38 % : la dernière année, la CREG a noté une augmentation de 55,76 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique ci-dessous se fonde sur un client-type T2 par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région¹⁶⁵. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2021.

¹⁶⁵ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Gaz (anciennement IGH) et de RESA Tecteo Gaz (ALG).

Graphique 99 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, T2, période 2021-2007



Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de 24,02 €/MWh en Flandre, de 24,82€/MWh à Bruxelles et de 35,02 €/MWh en Wallonie¹⁶⁶. Ces évolutions s’expliquent par le prix de l’énergie, le tarif de réseau de distribution, les prélèvements publics et la composante taxe sur l’énergie et TVA.

Evolution du prix de l’énergie

Le prix de l’énergie a augmenté en moyenne de 18,22 €/MWh en Flandre et en Wallonie et de 18,53 €/MWh à Bruxelles. Lors de la dernière année, il a augmenté de 22,31 €/MWh en Flandre et en Wallonie et de 22,62 €/MWh à Bruxelles.

L’évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d’indexation des prix. Cette évolution du prix de l’énergie est due en grande partie à l’évolution des indices et des prix sur le marché international de l’énergie. S’agissant du niveau des prix du gaz naturel, le premier trimestre de 2021 est comparable au dernier trimestre de 2020. A partir du deuxième trimestre de 2021, la CREG observe des augmentations importantes des prix du gaz naturel. Les principaux facteurs expliquant cette hausse des prix sont l’essor de l’activité économique en Chine, l’augmentation du prix du CO₂ qui dope la demande en gaz naturel pour produire de l’électricité, les niveaux de stockage inférieurs aux normes saisonnières et une diminution de l’offre de gaz naturel par canalisation (principalement depuis la Russie). Nous constatons, surtout aux troisième et quatrième trimestres, que cette évolution se poursuit sans relâche.

Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 1,47 €/MWh ; la dernière année, c’était le statu quo.

¹⁶⁶ Etant donné qu’un client T2 a une consommation annuelle de 23 260 kWh, cela représente, sur base annuelle, une augmentation de +558,66 €/an en Flandre, de +577,40 €/an à Bruxelles et de +814,58 €/an en Wallonie.

Cela est dû aux reports des déficits des exercices précédents et à l'introduction des tarifs pluriannuels. Chez les gestionnaires de réseau de distribution flamands, on observe une nouvelle augmentation à partir d'août 2015 suite à l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui leur est imputée via les tarifs d'utilisation du réseau.

A Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 0,27 €/MWh ; la dernière année, c'était le statu quo. En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de 7,34 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une légère augmentation de 0,50 €/MWh. À partir de mars 2019, la Wallonie a adapté ses tarifs de réseau.

Cette évolution historique est due aux mêmes causes qu'en Flandre (sauf pour ce qui est de l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution, qui est imputé à Bruxelles et en Wallonie via les prélèvements locaux). En outre, en Wallonie, les obligations de service public ont plus fortement augmenté par rapport à l'année 2007.

Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de 0,41 €/MWh ; lors de la dernière année, ils ont diminué de 0,14 €/MWh.

Cette évolution historique s'explique principalement par la hausse de la cotisation fédérale et la surcharge clients protégés.

A Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de 1,95 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une diminution de 0,12 €/MWh.

Cette évolution s'explique par la hausse de la cotisation fédérale, de la surcharge clients protégés et les prélèvements locaux, provinciaux et autres dans le tarif de réseau de distribution. En outre, une surcharge est facturée depuis 2012 pour le financement des obligations de service public. Depuis 2015, l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution est facturée via les prélèvements locaux.

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de 3,63 €/MWh ; la dernière année il s'agissait d'une diminution de 0,09 €/MWh.

Cette hausse est due non seulement à l'évolution de la cotisation fédérale et de la surcharge clients protégés mais également à une nouvelle surcharge en Wallonie. Depuis 2011, la taxe de voirie s'applique également au gaz naturel. Depuis 2015, l'application de l'impôt des sociétés sur les activités de réseau des gestionnaires de réseau de distribution est facturée via les prélèvements locaux.

Evolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA

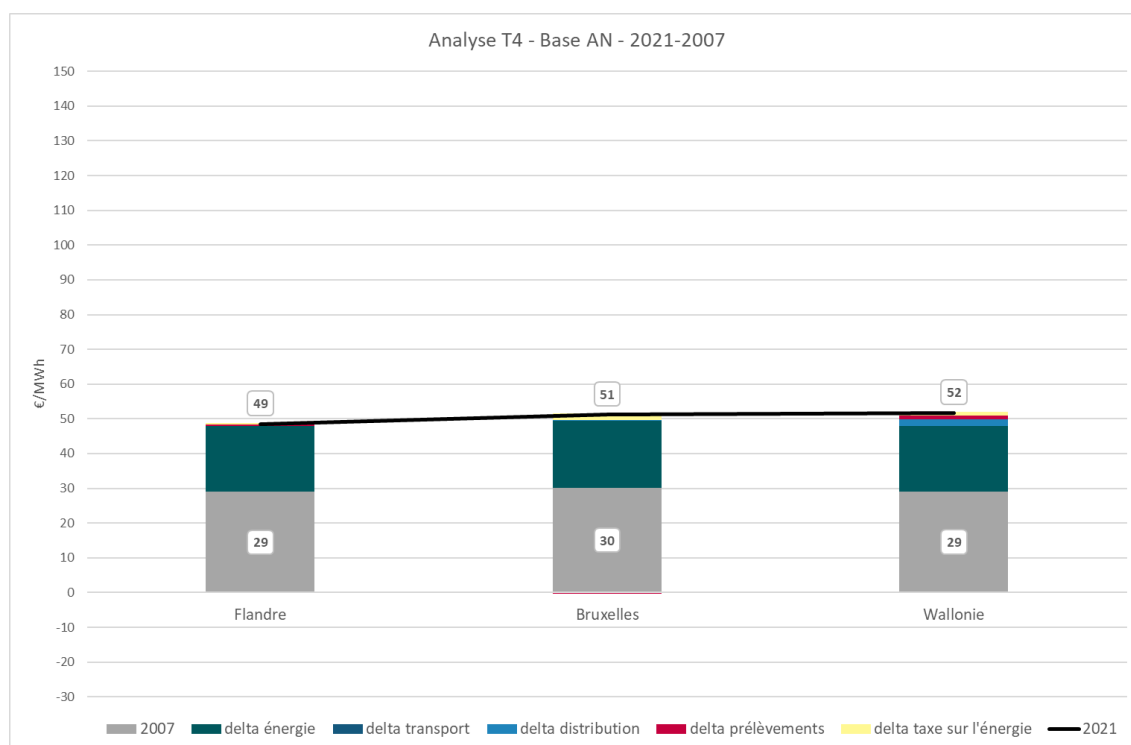
La taxe sur l'énergie et la TVA ont augmenté de 4,06 €/MWh en Flandre, de 4,20 €/MWh à Bruxelles et de 5,97 €/MWh en Wallonie. La dernière année, on a relevé une augmentation de 4,67 €/MWh en Flandre, de 4,74 €/MWh à Bruxelles et de 4,78 €/MWh en Wallonie.

5.2.2. Clients professionnels (T4)

Entre 2007 et 2021, le prix total moyen a augmenté de 71,63 % : lors de la dernière année, il a augmenté de 118,04 %. L'évolution est cependant différente selon la région, comme illustré ci-après. Pour commenter les évolutions par composante tarifaire, le graphique ci-dessous se fonde sur un

client-type T4 par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région¹⁶⁷. Le prix total de 2007 est la base de départ. Les différences sur toutes les composantes sont illustrées afin d'arriver ainsi au prix total de 2021.

Graphique 100 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, T4, période 2021-2007



Le prix total a augmenté en moyenne de 19,56 €/MWh en Flandre, de 20,97 €/MWh à Bruxelles et de 22,70 €/MWh en Wallonie¹⁶⁸. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution et les prélèvements publics.

Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de 18,86 €/MWh en Flandre et en Wallonie et de 19,18 €/MWh à Bruxelles. Lors de la dernière année, il a augmenté de 27,33 €/MWh en Flandre et en Wallonie et de 27,65 €/MWh à Bruxelles.

L'évolution diffère par fournisseur. Cela est lié à la structure et aux paramètres d'indexation des prix. Cette évolution du prix de l'énergie est due en grande partie à l'évolution des indices et des prix sur le marché international de l'énergie. S'agissant du niveau des prix du gaz naturel, le premier trimestre de 2021 est comparable au dernier trimestre de 2020. A partir du deuxième trimestre de 2021, la CREG observe des augmentations importantes des prix du gaz naturel. Les principaux facteurs expliquant cette hausse des prix sont l'essor de l'activité économique en Chine, l'augmentation du prix du CO₂ qui dope la demande en gaz naturel pour produire de l'électricité, les niveaux de stockage inférieurs aux normes saisonnières et une diminution de l'offre de gaz naturel par canalisation (principalement

¹⁶⁷ Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterEnergia tous fournisseurs confondus. Pour Bruxelles, nous prenons le prix moyen de tous les fournisseurs dans le territoire du réseau de distribution Sibelga. Pour la Wallonie, nous prenons la moyenne d'ORES Hainaut Gaz (anciennement IGH) et de RESA Tecteo Gaz (ALG).

¹⁶⁸ Etant donné qu'un client T4 a une consommation annuelle de 2 300 000 kWh, cela représente, sur base annuelle, une augmentation de +44.991,37 €/an en Flandre, de +48.231,15 €/an à Bruxelles et de +52.199,51€/an en Wallonie.

depuis la Russie). Nous constatons, surtout aux troisième et quatrième trimestres, que cette évolution se poursuit sans relâche.

Evolution du tarif de réseau de distribution

Le tarif de réseau de distribution a augmenté de 0,04 €/MWh en Flandre, de 0,20 €/MWh à Bruxelles et de 1,94 €/MWh en Wallonie. Lors de la dernière année, ce tarif a diminué de 0,08 €/MWh en Flandre, a connu un statu quo à Bruxelles et a augmenté de 0,14 €/MWh en Wallonie.

L'évolution est moins marquée que pour un client-type T2, étant donné que les coûts des obligations de service public sont surtout attribués aux clients résidentiels.

Évolution des prélèvements publics

Les prélèvements publics ont augmenté de 0,49 €/MWh en Flandre, diminué de 0,22 €/MWh à Bruxelles et augmenté de 0,96 €/MWh en Wallonie. Lors de la dernière année, ils ont diminué de 0,07 €/MWh en Flandre et de 0,05 €/MWh en Wallonie et ils sont restés stables à Bruxelles.

En Wallonie, cette évolution est moins marquée que pour un client-type T2, étant donné que le prélèvement « règlement de rétribution » est dégressif.

///

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction

ANNEXE 1

Analyse de l'importance des diverses mesures de promotion de l'énergie verte dans les différentes régions de Belgique

Les graphiques ci-dessous, en €/MWh, rendent compte de l'évolution, durant ces six dernières années (2016 jusqu'à 2021), des mesures de promotion de l'énergie verte dans les différentes régions de Belgique. Pour ce faire, la méthode suivante a été utilisée :

- une moyenne a été établie entre les 5 fournisseurs :
 - de la contribution énergie renouvelable ;
 - de la contribution cogénération (uniquement en Flandre) ;
- pour chaque région, une moyenne a été établie entre les GRD concernés :
 - du tarif OSP¹⁶⁹ ;
 - de la surcharge visant à financer le raccordement de parcs éoliens offshore ;
 - de la surcharge visant à financer les certificats verts ;
 - de la surcharge visant à financer les mesures de soutien à l'énergie renouvelable (uniquement en Wallonie)
 - de la surcharge liée au raccordement des installations de production d'énergie renouvelable (uniquement en Flandre)
 - de la surcharge visant à financer les mesures de promotion d'une utilisation rationnelle de l'énergie (uniquement en Flandre) ;
- en Flandre, la cotisation visant à financer le fonds énergie¹⁷⁰ a également été prise en compte ;
- pour chaque région, une ligne retraçant la moyenne entre les 5 fournisseurs concernés du montant moyen total facturé dans la région en question a également été ajoutée.

¹⁶⁹ Ce tarif ne comprend pas uniquement les coûts liés aux mesures de promotion de l'énergie verte et diffère selon les régions. Etant donné que la répartition exacte des différentes composantes du tarif n'était pas disponible au moment de l'analyse, il convient de tenir compte d'une marge d'erreur !

- En Flandre, cela comprend : les coûts liés à l'URE, les coûts liés à l'obligation de rachat des certificats verts et de cogénération, les coûts liés à l'éclairage public, les coûts liés aux 100 kWh gratuits (jusqu'en 2015) et les coûts liés à l'installation de compteurs à budget et à la fourniture de clients droppés.

- A Bruxelles, cela comprend : les coûts liés à la gestion des clients protégés et des clients hivernaux, les limiteurs de puissance et coupures, l'éclairage public (y compris les achats d'énergie), le suivi des relations avec les consommateurs et le traitement des plaintes (service de médiation), et les foires et festivités.

- En Wallonie, cela comporte les coûts liés à l'éclairage public, les coûts relatifs à l'installation de compteurs à budget et à la fourniture des clients droppés, ainsi que les coûts de gestion des clients protégés.

¹⁷⁰ En pratique, le produit de la cotisation du fonds énergie est consacré non seulement au financement de mesures de promotion de l'énergie verte (projets en matière de chaleur verte et réduction des dettes liées aux certificats verts) mais aussi au financement de la VREG. Dans le cas présent, il convient donc de tenir compte également d'une certaine dérogation (part de la cotisation utilisée pour le financement de la VREG) !

Voici les principales constatations ayant pu être dégagées concernant l'importance des mesures de promotion de l'énergie verte :

- les clients-types Dc 2v en Flandre (25,11 %) sont ceux pour qui l'importance des mesures de promotion de l'énergie verte par rapport au prix total moyen est la plus grande ; la CREG constate, de 2015 à 2017, une évolution à la hausse, due notamment à la réforme importante, en mars 2016, du prélèvement pour le fonds énergie (voir point 3.6.2.2.13.6.2.2.1 pour plus d'explications) ; en 2018, cette proportion diminue notamment en raison de l'annulation par la Cour constitutionnelle du décret instituant le prélèvement Energie flamand et du nouveau prélèvement mensuel en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018; en 2019 et 2020 ce rapport est resté quasiment stable ; en 2021, cette proportion diminue en raison de la forte hausse de la composante énergie dans la facture totale ;
- l'importance des mesures de promotion de l'énergie verte par rapport au prix total moyen diminue également pour un client-type Ic1 (de 34,47 % à 26,32 %) comme c'est également le cas pour un client-type Dc 2v (de 29,90 % à 25,11 %) en Flandre ;
- à Bruxelles et en Wallonie, l'importance des mesures de promotion de l'énergie verte par rapport au prix total moyen est (bien) moindre et s'élève respectivement à 12,43 % (clients-types Dc 2v) et à 12,51 % (clients-types Ic1) à Bruxelles, et à 19,61 % (clients-types Dc 2v) et à 23,42 % (clients-types Ic1) en Wallonie.
- à Bruxelles et en Wallonie, l'importance des mesures de promotion de l'énergie verte par rapport au prix total moyen était quasiment stable au fil des années, tant pour les clients-types Dc 2v que pour les clients-types Ic1 ; en 2020, on constate que ce rapport gagne en importance pour les deux clients-types.

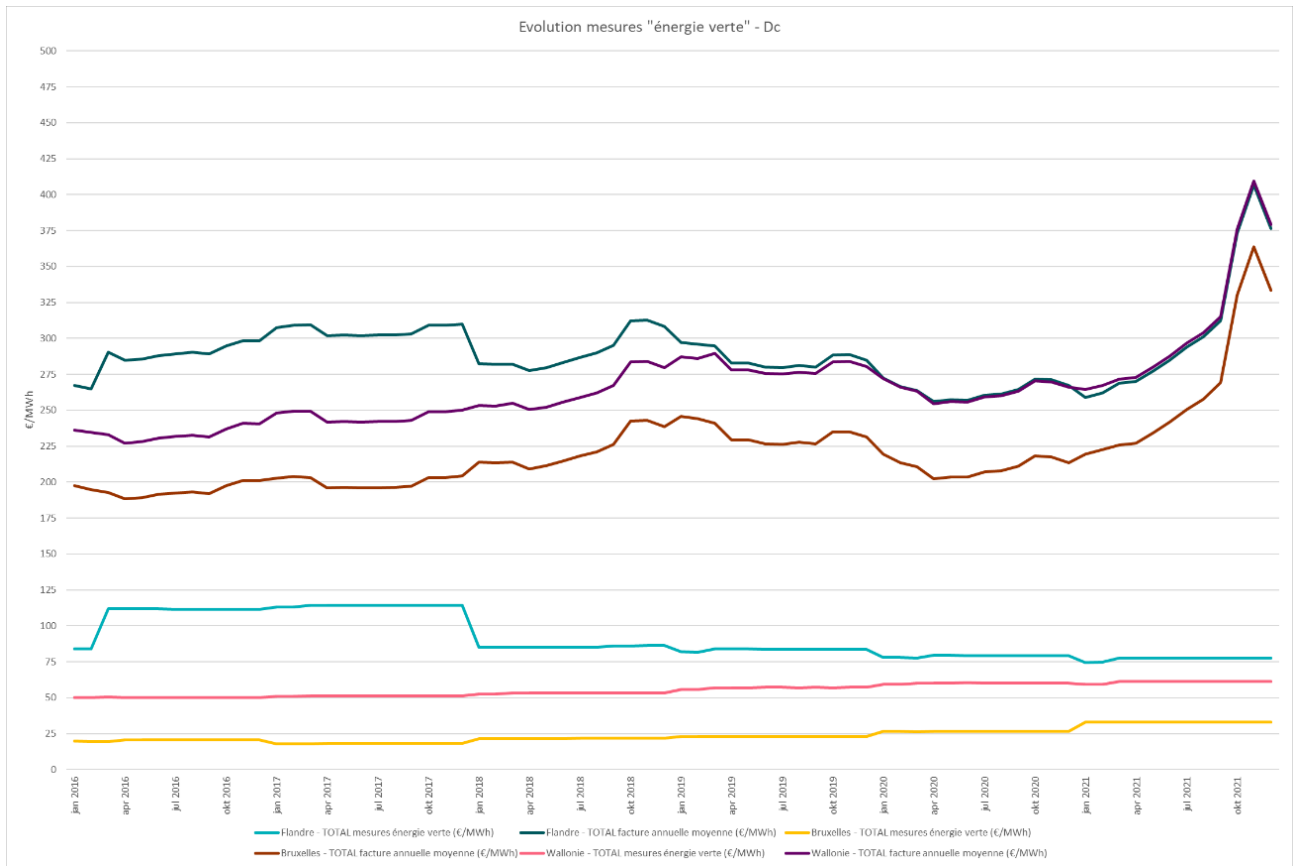
Tableau xx : Importance des mesures de promotion de l'énergie verte par rapport au prix total moyen, Dc 2v

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Flandre	35,98%	37,32%	37,35%	29,39%	29,13%	29,90%	25,11%
Bruxelles	10,11%	10,44%	9,08%	9,71%	9,80%	12,58%	12,43%
Wallonie	21,75%	21,45%	20,90%	20,22%	20,25%	22,82%	19,61%

Tableau xxi : Importance des mesures de promotion de l'énergie verte par rapport au prix total moyen, Ic1

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Flandre	22,17%	32,36%	31,64%	28,69%	31,45%	34,47%	26,32%
Bruxelles	8,41%	11,74%	10,31%	10,76%	12,42%	15,22%	12,51%
Wallonie	24,53%	26,67%	26,19%	24,51%	26,96%	30,60%	23,42%

Graphique xxii : Evolution des mesures de promotion de l'énergie verte, Dc 2v



Graphique xxiii : Evolution des mesures de promotion de l'énergie verte, Ic1

