

# Rapport

18 juillet 2020

## Rapport National 2021 de la Belgique à la Commission européenne et à Acer

Article 23, § 3bis, de la loi du 29 avril 1999, relative à l'organisation du marché de l'électricité et l'article 15/14, § 3bis de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
1. FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHE DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL .....	6
1.1. Niveau Fédéral .....	6
1.2. Région Flamande.....	11
1.3. Région Wallonne .....	14
1.4. Région Bruxelles-Capitale.....	15
2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE .....	16
2.1. Régulation du réseau .....	16
2.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia).....	16
2.1.2. Réseaux fermés industriels .....	17
2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.....	17
2.1.4. Réseaux fermés professionnels.....	18
2.2. Fonctionnement technique.....	18
2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires .....	18
2.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture .....	28
2.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations .....	32
2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde .....	35
2.2.5. Energie renouvelable : raccordement planifié et réalisé, description des règles et procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la capacité installée <i>offshore</i> et <i>on-shore</i> et de l'électricité verte produite.....	37
2.3. Tarifs de transport et de distribution.....	42
2.3.1. Tarifs de transport (ELIA) .....	42
2.3.2. Tarif de distribution.....	44
2.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture .....	60
2.4. Questions transfrontalières .....	60
2.4.1. Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités.....	60
2.4.2. Rapport sur la surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion .....	66
2.4.3. Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières).....	68
2.4.4. Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers.....	71

2.4.5.	Monitoring des plans d'investissement d'Elia : description des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement d'Elia avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne.....	73
2.4.6.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER .....	77
2.5.	Conformité .....	79
2.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations .....	79
2.5.2.	Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre du GRT Elia, des GRDs et des entreprises d'électricité actives sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives .....	79
2.6.	Concurrence .....	80
2.6.1.	Marché de gros .....	80
2.6.2.	Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau et de l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de la concurrence pour le marché de gros.....	80
2.6.3.	Marché de détail .....	86
2.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence et du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence .....	87
2.6.5.	Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et publication des mesures promouvant une concurrence effective .....	105
2.7.	Sécurité d'approvisionnement.....	109
2.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande.....	109
2.7.2.	Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement .....	111
2.7.3.	Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs .....	112
3.	Le marché du gaz naturel .....	113
3.1.	Régulation du réseau .....	113
3.1.1.	Dissociation et la certification du gestionnaire de transport.....	113
3.1.2.	Réseaux fermés industriels .....	114
3.1.3.	Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution.....	114
3.1.4.	Réseaux fermés professionnels.....	115
3.2.	Fonctionnement technique.....	115
3.2.1.	Services d'équilibrage et les services auxiliaires .....	115
3.2.2.	Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture .....	116
3.2.3.	Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations .....	119

3.2.4.	Monitoring des conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires .....	122
3.2.5.	Monitoring des conditions d'accès négocié de stockage.....	122
3.2.6.	Monitoring des mesures de sauvegarde .....	122
3.3.	Tarifs de transport et de distribution.....	123
3.3.1.	Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited.....	123
3.3.2.	Tarifs de distribution .....	125
3.3.3.	Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture .....	132
3.4.	Questions transfrontalières .....	132
3.4.1.	Monitoring « <i>Cross-border interconnection capacity</i> » .....	132
3.4.2.	Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques .....	134
3.4.3.	Monitoring des plans d'investissements de Fluxys Belgium: descriptions des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement de Fluxys Belgium avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne .....	135
3.4.4.	Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER .....	137
3.5.	Conformité .....	138
3.5.1.	Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations .....	138
3.5.2.	Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, de IUK, des GRDs et des entreprises de gaz naturel actives sur le marché belge du gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives.....	138
3.6.	Concurrence .....	138
3.6.1.	Marché de gros .....	138
3.6.2.	Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros.....	140
3.6.3.	Marché de détail .....	145
3.6.4.	Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence, du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence .....	146
3.6.5.	Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective .....	161
3.7.	Sécurité d'approvisionnement.....	163
3.7.1.	Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande.....	163
3.7.2.	Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire	166
3.7.3.	Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement .....	170

3.7.4.	Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs .....	170
4.	Protection des consommateurs et traitement des plaintes en électricité et gaz naturel .....	171
4.1.	Protection des consommateurs .....	171
4.1.1.	Obligations de service universel et de service publique .....	171
4.1.2.	Consommateurs vulnérables.....	198
4.1.3.	Informations aux consommateurs .....	203
4.1.4.	Changement de fournisseur .....	206
4.1.5.	Smart metering .....	206
4.2.	Traitement des plaintes .....	209
4.2.1.	Nombres des plaintes reçues par les fournisseurs, les DSOs, le Service de Médiation de l'énergie et les régulateurs .....	209
4.2.2.	Classification des plaintes .....	211
4.2.3.	Procédure des plaintes.....	216
4.2.4.	<i>Alternative Dispute Resolution</i> .....	220

# 1. FAITS MARQUANTS DANS LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

## 1.1. NIVEAU FÉDÉRAL

### *Prix maximaux sociaux*

Afin de lutter contre la précarité énergétique, la possibilité d'appliquer des tarifs maximaux pour la fourniture de gaz naturel et d'électricité, également appelés « tarifs sociaux », au bénéfice de certaines catégories de clients résidentiels a été introduite en 2003 dans la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après, la « loi électricité ») ainsi que dans la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (ci-après, la « loi gaz »). En 2020, la législation applicable en matière de prix maximaux sociaux a connu d'importantes évolutions.

- Fixation sur base trimestrielle et non plus semestrielle

Les arrêtés ministériels du 3 avril 2020<sup>1</sup> ont substantiellement modifié les arrêtés ministériels du 30 mars 2007 portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture d'électricité / gaz aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire<sup>2</sup>. Précédemment calculé pour une période tarifaire semestrielle, le tarif social est désormais fixé sur base trimestrielle par la CREG (depuis le 1er juillet 2020) et publié au Moniteur belge au moins quinze jours avant le début de chaque période tarifaire. Les périodes tarifaires débutent ainsi systématiquement le 1er janvier, le 1er avril, le 1er juillet et le 1er octobre. Le tarif social s'applique à partir du 1er jour du trimestre durant lequel la décision d'octroi du tarif social est prise et s'applique jusqu'à la fin de l'année civile.

- Nouvelle méthodologie de calcul

Les arrêtés ministériels du 3 avril 2020 précités fixent également une nouvelle méthodologie pour le calcul des tarifs sociaux.

La composante énergétique<sup>3</sup> du tarif social d'un trimestre donné est désormais fixée sur la base du tarif commercial le plus bas offert au cours du mois précédant ce trimestre, pour autant que ce tarif soit proposé par un fournisseur qui exerce des activités de manière continue depuis au moins douze mois dans une des trois régions et qui représente au moins 1 % de la part de marché en Belgique. Celle-ci ne prend pas en considération les tarifs promotionnels ponctuels, les achats groupés, les tarifs nécessitant un investissement du client final, les tarifs nécessitant la souscription de services auxiliaires, soit dans le même contrat, soit par le biais d'un contrat lié et les tarifs nécessitant un prépaiement. Pour le calcul de la composante énergétique, la CREG se base sur les parts de marché sur le segment résidentiel, obtenues à partir des données fournies par les fournisseurs d'électricité et

---

<sup>1</sup> Arrêtés ministériels du 3 avril 2020 modifiant les arrêtés ministériels du 30 mars 2007 portant fixation de prix maximaux sociaux pour la fourniture d'électricité / gaz aux clients résidentiels protégés à revenus modestes ou à situation précaire (Moniteur belge du 20 avril 2020).

<sup>2</sup> La CREG avait rendu un avis dans ce cadre en 2019 ; avis (A)1991 du 12 septembre 2019 relatif aux projets d'arrêtés ministériels concernant les prix maximaux pour la fourniture de gaz naturel et d'électricité aux clients protégés. Cet avis faisait suite à une demande du ministre de l'Économie à

la CREG, d'élaborer sous forme d'un avis, de nouveaux projets d'arrêtés ministériels fixant les prix maximaux par kWh valables sur l'ensemble du territoire pour la fourniture d'électricité et de gaz naturel aux clients protégés résidentiels.

<sup>3</sup> La composante énergétique est la seule composante de la facture ouverte à la concurrence.

de gaz naturel présents sur le marché belge afin de déterminer quels fournisseurs disposent de plus de 1 % de part de marché sur ce segment. Parmi les fournisseurs retenus, la CREG sélectionne la formule la plus avantageuse proposée<sup>4</sup>.

Pour le calcul de la composante du réseau du tarif social, la CREG se base sur le tarif du réseau de distribution le plus bas proposé dans les zones de distribution belges au cours du mois précédant ce trimestre, pour autant qu'au moins 1 % de la population belge vive dans cette zone.

- Plafonnement

Jusqu'au 31 janvier 2020, plusieurs arrêtés ministériels ont prolongé successivement le plafonnement du tarif social établi par la méthodologie tarifaire anciennement applicable<sup>5</sup>. Désormais, selon les arrêtés ministériels du 3 avril 2020 précités, le résultat du calcul obtenu par la CREG, majoré des taxes et des prélèvements applicables, bénéficie d'un double plafonnement, pour le gaz<sup>6</sup> et pour l'électricité<sup>7</sup>.

- Adaptation des règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux

Le 3 avril 2020, la ministre de l'Économie a également demandé à la CREG de rédiger un avis pour analyser l'opportunité d'adapter les arrêtés royaux du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité / de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge, suite aux arrêtés ministériels du 3 avril 2020 précités modifiant les arrêtés ministériels du 30 mars 2007. Dans son avis, la CREG a notamment conseillé de modifier les définitions du tarif social et du « client résidentiel » dans les arrêtés royaux du 29 mars 2012 afin d'adapter le mode de communication du prix de référence et la référence aux nouvelles dispositions des arrêtés ministériels du 3 avril 2020<sup>8</sup>. L'arrêté royal du 16 juin 2020 modifie l'arrêté royal du 29 mars 2012<sup>9</sup> et s'aligne sur les recommandations de la CREG.

- Elargissement temporaire des bénéficiaires du tarif social gaz et électricité

Suite à la crise sanitaire du Covid-19, la CREG a été saisie de deux demandes d'avis, le 30 avril 2020 et le 7 mai 2020, par la ministre fédérale de l'Énergie et la ministre fédérale de l'Économie, concernant une demande des ministres de l'Énergie des Gouvernements wallon et bruxellois portant sur

---

<sup>4</sup> Les tarifs promotionnels ponctuels, les achats groupés, les tarifs nécessitant un investissement du client final, les tarifs nécessitant la souscription de services auxiliaires ou les tarifs nécessitant un prépaiement ne sont pas pris en compte dans le calcul.

<sup>5</sup> Arrêté ministériel du 28 mars 2019 portant modification des arrêtés ministériels du 30 mars 2007 a d'abord prolongé jusqu'au 31 juillet 2019 les tarifs sociaux en vigueur du 1er août 2018 au 31 janvier 2019. Ensuite, un second arrêté ministériel du 29 juillet 2019 a de nouveau prolongé de six mois le plafonnement des tarifs sociaux pour la période allant du 1er août 2019 au 31 janvier 2020. La CREG avait rendu dans ce cadre l'avis (A)1976 du 22 juillet 2019.

<sup>6</sup> Lorsqu'il est supérieur de plus de 15 % au tarif social de la période précédente ou lorsqu'il est supérieur de plus de 25 % à la moyenne des tarifs sociaux des quatre trimestres précédents.

<sup>7</sup> Lorsqu'il est supérieur de plus de 10 % au tarif social de la période précédente ou lorsqu'il est supérieur de plus de 20 % à la moyenne des tarifs sociaux des quatre trimestres précédents.

<sup>8</sup> Avis (A)2077 du 30 avril 2020 concernant les modifications à apporter aux arrêtés royaux du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité / de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge.

<sup>9</sup> Arrêté royal du 16 juin 2020 portant modification de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises de gaz naturel et les règles d'intervention pour leur prise en charge et portant modification de l'arrêté royal du 29 mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge.

mars 2012 fixant les règles de détermination du coût de l'application des tarifs sociaux par les entreprises d'électricité et les règles d'intervention pour leur prise en charge (Moniteur belge du 22 juin 2020).

l'élargissement temporaire des critères d'octroi du tarif social. Par ailleurs, le 15 mai 2020, la CREG a également été saisie par la commission Énergie, Environnement et Climat de la Chambre des Représentants pour rendre un avis sur deux propositions de loi visant à élargir de manière temporaire les bénéficiaires du tarif social durant la crise du Covid-19 à l'ensemble des ménages disposant de revenus inférieurs à un certain seuil, qui pourrait être celui qui ouvre le droit au statut BIM<sup>10</sup>. Cet octroi ciblé et ponctuel vise également les ménages concernés par une diminution de revenus importante suite à la crise sanitaire. Dans ce cadre, la CREG a rendu un avis ayant pour objectif de répondre à ces différentes demandes. Dans un premier temps et tel que demandé par les deux ministres, la CREG y analyse l'impact budgétaire de ces différentes propositions. Dans un second temps, la CREG formule des remarques sur les mécanismes proposés et relève différents points d'attention<sup>11</sup>.

### *Suppression du gel de l'indexation du fonds social gaz et électricité*

Créé afin de venir en aide aux personnes les plus démunies se trouvant en situation de précarité énergétique, le fonds social électricité et gaz naturel permet aux CPAS de venir en aide aux personnes faisant face à des difficultés dans la gestion de leur consommation d'énergie. Ce fonds est alimenté par une partie des recettes de la cotisation fédérale (une surcharge unitaire exprimée en €/MWh) perçue sur les quantités d'énergie prélevées sur les réseaux de transport d'électricité et de gaz naturel.

Depuis 2012, des arrêtés royaux ont reconduit annuellement le gel du montant de la cotisation fédérale électricité et gaz naturel alimentant le fonds social gaz et électricité au niveau qui était en vigueur au 1er janvier 2012. Ce gel a ainsi neutralisé l'effet des indexations successives. L'arrêté royal du 17 décembre 2019 portant modifications de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité et de l'arrêté royal du 2 avril 2014 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel<sup>12</sup> prévoyait ainsi à nouveau le gel du montant destiné à l'alimentation du fonds social énergie pour l'année 2020.

Cependant, la loi du 12 juin 2020 portant des dispositions diverses concernant la cotisation fédérale destinée au financement du fond social gaz et électricité n'a confirmé que les articles 1er, 4 et 5 de l'arrêté royal du 17 décembre 2019 susmentionné. En mars 2020, la commission de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat de la Chambre a demandé à la CREG de rendre un avis relatif à une proposition de loi portant des dispositions diverses concernant la cotisation fédérale destinée au financement du fonds social gaz et électricité.

En ne confirmant pas les articles 2 et 3 de l'arrêté royal du 17 décembre 2019 précité, la loi du 12 juin 2020 supprime le gel de l'indexation du fonds afin d'enrayer la baisse des moyens dévolus à la protection des personnes en situation de précarité énergétique. Toutefois, cette non-confirmation porte sur la seule année civile 2020. Dans la mesure où l'indexation a lieu par le biais de la cotisation fédérale, un impact sur la facture d'électricité et de gaz était à prévoir.

La loi du 12 juin 2020 prévoit que cette indexation ne sera pas répercutée sur le consommateur mais de faire usage des moyens provenant du fonds de réductions forfaitaires pour le chauffage au gaz

---

<sup>10</sup> Propositions de loi 1208/001 du 19 avril 2020 et 1195/001 du 27 avril 2020.

<sup>11</sup> Avis (A)2082 du 28 mai 2020 concernant l'impact d'un élargissement des bénéficiaires du tarif social électricité et gaz naturel.

<sup>12</sup> Arrêté royal du 17 décembre 2019 portant modifications de l'arrêté royal du 24 mars 2003 fixant les modalités de cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité et de l'arrêté royal du 2 avril 2014 fixant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel.



naturel et à l'électricité afin de financer cette indexation<sup>13</sup>. Le coût des indexations de 2019 et 2020 a dès lors été supporté en juin 2020 par les moyens disponibles dans le fonds prime chauffage.

### *Les clients droppés*

La ministre de l'Économie a demandé le 16 avril 2020 à la CREG de rédiger un avis sur l'opportunité d'adapter les arrêtés ministériels du 1er juin 2004 et du 15 février 2005 fixant les prix maximaux pour la fourniture d'électricité / de gaz naturel par les entreprises de distribution aux clients finals dont le contrat de fourniture a été résilié par leur fournisseur et qui ne peuvent pas être considérés comme des clients protégés<sup>14</sup>.

Dans son avis, la CREG a notamment conseillé de modifier les définitions de client final non protégé, d'adapter la périodicité tarifaire du semestre au trimestre et de retenir uniquement les formules variables pour le calcul de la marge<sup>15</sup>. Les arrêtés ministériels du 1er juin 2004 pour l'électricité<sup>16</sup> et du 15 février 2005<sup>17</sup> ont donc été modifiés en ce sens.

### *Les pouvoirs de sanction de la CREG à l'égard des opérateurs étrangers*

La loi du 31 juillet 2020 modifie diverses dispositions en vue d'étendre le pouvoir de sanction de la CREG aux opérateurs étrangers et introduit les nouveaux articles 31 de la loi électricité et 20/2 de la loi gaz<sup>18</sup>.

Désormais, la CREG a la possibilité de sanctionner les opérateurs se trouvant hors du territoire belge et d'imposer des amendes administratives en application des dispositions de la loi gaz et la loi électricité. Ce pouvoir de sanction permet de renforcer la surveillance des marchés du gaz et de l'électricité par la CREG qui peut, à titre d'exemple, prononcer des sanctions à l'égard d'entreprises étrangères qui refuseraient de communiquer certaines informations. Ces modifications font suite à la demande de la commission de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat de la Chambre des représentants à la CREG de rendre un avis relatif à la proposition de loi du 7 mai 2020 modifiant diverses dispositions en vue d'étendre le pouvoir de sanction de la CREG aux acteurs du marché étrangers<sup>19</sup>.

---

<sup>13</sup> Art. 4 de la loi du 12 juin 2020 portant des dispositions diverses concernant la cotisation sociale fédérale destinée au financement du Fond social gaz et électricité.

<sup>14</sup> Également appelés « clients droppés ».

<sup>15</sup> Avis (A)2081 du 7 mai 2020 concernant les modifications à apporter aux arrêtés ministériels du 1er juin 2004 et du 15 février 2005 fixant les prix maximaux pour la fourniture d'électricité / de gaz naturel par les gestionnaires des réseaux de distribution aux clients finals dont le contrat de fourniture.

a été résilié par leur fournisseur et qui ne peuvent pas être considérés comme des clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire.

<sup>16</sup> Arrêté ministériel du 25 juin 2020 modifiant l'arrêté ministériel du 1er juin 2004 fixant les prix maximaux pour la fourniture d'électricité par les gestionnaires des réseaux de distribution aux clients finals dont le contrat de fourniture a été résilié par leur fournisseur et qui ne peuvent pas être considérés.

comme des clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire, au sens de l'article 20 §2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 29 juin 2020).

<sup>17</sup> 19 Arrêté ministériel du 25 juin 2020 portant modification de l'arrêté ministériel du 15 février 2005 fixant les prix maximaux pour la fourniture de gaz naturel par les entreprises de distribution aux clients finals dont le contrat de fourniture a été résilié par leur fournisseur et qui ne peuvent pas être considérés comme des clients protégés résidentiels à revenus modestes ou à situation précaire, au sens de l'article 15/10 §2 de la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (Moniteur belge du 29 juin 2020).

<sup>18</sup> Loi du 31 juillet 2020 modifiant diverses dispositions en vue d'étendre le pouvoir de sanction de la CREG (Moniteur belge du 24 août 2020).

<sup>19</sup> 21 Avis (A)2087 du 2 juin 2020 avis relatif à la proposition de loi du 7 mai 2020 modifiant diverses dispositions en vue d'étendre le pouvoir de sanction de la CREG aux acteurs du marché étrangers.

### *Le renforcement de la protection des PME*

La loi du 12 juin 2020<sup>20</sup> a modifié la loi gaz et la loi électricité afin de renforcer la protection des PME. La définition de la notion de petite et moyenne entreprise (PME) telle qu'elle était formulée excluait une partie de ces entreprises sur la base du type de source d'énergie et du volume qu'elles utilisent. Ce faisant, certaines PME ne pouvaient pas se prévaloir des mesures de protection prévues dans ces lois.

La loi du 12 juin 2020 étend la définition de la notion de PME afin de se conformer aux exigences européennes, et notamment à la directive européenne sur le marché intérieur de l'électricité. Cette extension est favorable à 180 000 sociétés ainsi qu'à de nombreuses ASBL qui pourront désormais bénéficier des mesures de protection des lois gaz et électricité. Cette modification vise donc également à rendre la législation neutre sur le plan technologique et à permettre plus facilement à ces entreprises de choisir librement une source d'énergie plus respectueuse de l'environnement (DOC 55 0703/001, travaux préparatoires de la Chambre).

### *Le mécanisme de rémunération de capacité*

En 2020, la mise en place du mécanisme de rémunération de capacité visant à garantir la sécurité d'approvisionnement sur le territoire, en vue de l'arrêt définitif des centrales nucléaires en 2025, a connu plusieurs développements.

Pour rappel, ce mécanisme, mis en place par la loi du 22 avril 2019, constitue un système de soutien, à l'échelle de l'ensemble du marché, pour tout type de capacité (production, stockage, gestion de la demande) susceptible de contribuer à la sécurité d'approvisionnement. Il fonctionne par le biais d'enchères récurrentes organisées quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité. Au terme de la mise aux enchères, si l'offre émise par le participant a été retenue, celui-ci sera rémunéré par une « contrepartie contractuelle » (à fixer par le Roi) de façon régulière et certaine en fonction de la capacité disponible qu'il peut garantir. En contrepartie, le fournisseur de capacité s'engage à renoncer à tirer profit du système lorsque le prix de l'électricité sur le marché de gros dépasse le prix d'exercice, à savoir une valeur préalablement déterminée représentant un niveau de prix du marché considéré comme élevé – donc peu fréquent.

Afin de s'assurer de la compatibilité du mécanisme de rémunération de capacité avec les exigences européennes en matière d'aides d'État, celui-ci a été notifié en décembre 2019 à la Commission européenne, conformément à l'article 108, § 3 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Dans ce cadre, le 21 septembre 2020, la Commission européenne a décidé d'ouvrir la phase de procédure formelle d'examen afin de mener une analyse plus approfondie du mécanisme, et ce, avant de prendre une décision concernant sa compatibilité. Cette décision est attendue pour 2021. Quoique les acteurs impliqués – dont la CREG – aient poursuivi de manière intensive leurs travaux en vue d'une mise en œuvre du mécanisme dans le courant de l'année 2021, avec tenue d'enchères au mois d'octobre 2021, aucune disposition légale ou réglementaire n'a été adoptée dans le courant de l'année 2020.

---

<sup>20</sup> Loi du 12 juin 2020 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations et la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 22 juin 2020).

## *L'arrêt de la CJUE du 3 décembre 2020*

Dans son arrêt du 3 décembre 2020 (affaire C-767/19), la Cour de justice de l'Union européenne (ci-après, la « CJUE ») a considéré que l'État belge avait manqué aux obligations qui lui incombent en vertu des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE en ayant omis de transposer correctement plusieurs dispositions des directives précitées.

Tout d'abord, la CJUE a considéré que la législation belge n'impose pas que la personne désignée comme gestionnaire du réseau de transport d'électricité soit propriétaire de la totalité du réseau. Or, les États membres doivent faire en sorte que chaque entreprise qui possède un réseau de transport agisse en qualité de gestionnaire de ce réseau – en d'autres termes, le gestionnaire du réseau de transport doit être propriétaire de la totalité du réseau, afin de garantir une exploitation optimale et non discriminatoire de celui-ci.

Par ailleurs, la CJUE a estimé que les dispositions internes applicables n'octroient pas à la CREG suffisamment d'indépendance et ne lui permettent pas de prendre des mesures contraignantes en ce qui concerne la transparence et la libre concurrence sur le marché et donc d'imposer des mesures proportionnées afin d'assurer le bon fonctionnement du marché du gaz et de l'électricité. En effet, selon ces dispositions, les constatations de la CREG dans le cadre de l'exercice de ces tâches de surveillance ne lui permettent, en principe, que d'établir des rapports au ministre chargé de l'Énergie, de formuler des avis et des recommandations ainsi que de dénoncer les infractions présumées à l'Autorité belge de la concurrence.

En outre, si le Roi peut, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, et sur proposition de la CREG, préciser les mesures que celle-ci est autorisée à prendre, ceci se limite aux « mesures urgentes ».

Enfin, la Cour constate que la CREG ne dispose pas du pouvoir exclusif de déterminer, d'une part, les règles relatives aux conditions de raccordement d'accès aux réseaux nationaux qui couvrent les conditions de prestation de services d'ajustement et d'équilibrage, et d'autre part, celles relatives à l'accès aux infrastructures qui doivent être définies de manière équitable et non discriminatoire. En effet, les larges pouvoirs d'intervention conférés au Roi dans la détermination de ces règles sont en contradiction avec les exigences européennes.

## **1.2. RÉGION FLAMANDE**

### *Directive sur l'efficacité énergétique - réseaux de chaleur*

En 2019, un cadre réglementaire relatif aux réseaux de chaleur a été introduit en Flandre. Un certain nombre de tâches ont été confiées à la VREG, le régulateur du marché de l'électricité et du gaz naturel. En juin 2020, la VREG a publié un avis sur la manière dont une partie de la directive modifiée sur l'efficacité énergétique (directive 2018/2002) peut être transposée dans la réglementation flamande. Les modifications apportées à cette directive comprennent un certain nombre de nouvelles obligations concernant la mesure, l'information sur la consommation et la facturation du gaz naturel, du chauffage, du refroidissement et de l'eau chaude.

### *Transposition de la quatrième directive électricité et de la directive révisée sur les énergies renouvelables*

Deux [directives européennes](#), la quatrième directive électricité (directive 2019/944) et la directive révisée sur les sources d'énergie renouvelables (directive 2018/2001), introduisent certains

nouveaux concepts tels que le « client actif », la « communauté énergétique citoyenne » et la « communauté d'énergie renouvelable ». Ces concepts se concentrent d'une part sur l'activation des clients en favorisant leur participation directe au marché de l'énergie, sur une base individuelle et collective, et d'autre part sur la consommation d'énergie renouvelable autoproduite.

Pour être utilisés, ces concepts et les droits qui y sont associés dans la pratique doivent d'abord être transposés dans la réglementation flamande.

Dans ce contexte, la VREG, en tant que régulateur, a organisé de sa propre initiative une consultation publique sur cette question dans la période de décembre 2019 à janvier 2020, qui a conduit à la rédaction d'un avis au régulateur<sup>21</sup>.

En octobre 2020, la transposition dans la réglementation flamande des directives susmentionnées a été entamée. Nous avons rendu un avis sur cette question à la demande de la ministre flamande de l'Énergie<sup>22</sup>. Le décret de transposition,<sup>23</sup> qui a été publié au Moniteur belge le 28 mai 2021, prévoit notamment ce qui suit :

- la définition et la délimitation des nouveaux concepts de « client actif », de « communauté énergétique citoyenne », de « communauté d'énergie renouvelable » ;
- le couplage de diverses activités, en partie nouvelles, à ces concepts, notamment dans le domaine des services énergétiques, de la [flexibilité](#), de l'[autoconsommation](#), du partage d'énergie et de l'échange *peer-to-peer* (d'[électricité verte](#)).

En plus du décret, des modalités d'exécution et des dispositions techniques seront nécessaires pour rendre tout cela possible dans la pratique. Dans le courant de l'année 2020, la VREG a déjà entamé un processus de révision de son Règlement technique pour la distribution d'électricité.

### *Introduction du tarif de capacité*

Dans la perspective de la [transition énergétique](#), les tarifs du réseau de distribution seront en partie facturés via un tarif de capacité dans le courant de l'année 2022. Cette décision, prise par la VREG en 2020, fait partie de la méthodologie tarifaire pour les années 2021-2024. Cette méthodologie tarifaire détermine comment les gestionnaires du réseau de distribution sont rémunérés pour leurs services et comment ils sont encouragés à fonctionner efficacement. Elle comprend les règles, les rapports et les calculs que doivent suivre les gestionnaires de réseau pour établir les tarifs de distribution de l'électricité et du gaz naturel.

---

<sup>21</sup> Avis de la VREG du 17 mars 2020 relatif à la transposition des articles 4, 15 et 16 de la quatrième directive électricité et des articles 21 et 22 de la directive révisée sur les sources d'énergie renouvelables, concernant les clients actifs, l'autoconsommation d'énergie renouvelable et les communautés énergétiques (ADV-2020-01), disponible à l'adresse : [www.vreg.be/nl/document/adv-2020-01](http://www.vreg.be/nl/document/adv-2020-01).

<sup>22</sup> Avis de la VREG du 27 novembre 2020 relatif à l'avant-projet de décret modifiant le décret énergie du 8 mai 2009 transposant partiellement la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et transposant la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (ADV-2020-20), disponible à l'adresse : [www.vreg.be/nl/document/adv-2020-20](http://www.vreg.be/nl/document/adv-2020-20).

<sup>23</sup> Décret flamand du 2 avril 2021 modifiant le décret énergie du 8 mai 2009 transposant partiellement la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et transposant la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (1), MB du 28 mai 2021.

L'introduction d'un tarif de capacité signifie que les « coûts de réseau » - c'est-à-dire les coûts effectivement liés à la construction, à la gestion et à l'entretien des réseaux électriques et au transport de l'électricité seront, pour les ménages et les petites entreprises raccordés à la basse tension, largement basés sur la capacité (et non plus sur la consommation), et pour les grandes entreprises, entièrement basés sur la capacité.

La raison de l'introduction d'un tarif de capacité est la transition énergétique : à l'avenir, l'augmentation de la part d'énergie renouvelable locale, du nombre de véhicules électriques et de pompes à chaleur aura pour conséquence que les réseaux de distribution seront utilisés davantage et différemment et seront exposés à des pics de charge plus importants et simultanés. Ces pics de charge pourraient obliger les gestionnaires de réseaux de distribution à réaliser de lourds investissements pour maintenir la fiabilité du réseau. Cela pourrait entraîner une forte hausse des tarifs des réseaux de distribution. Pour éviter cela, la VREG veut faire prendre conscience aux ménages et aux entreprises que les pics de consommation peuvent entraîner des coûts supplémentaires pour le réseau et les inciter à utiliser le réseau de manière efficace. De cette manière, le réseau peut rester abordable pour tous.

#### *Fin du mécanisme de compensation pour les prosumers - introduction du compteur numérique*

Avec l'introduction du compteur numérique, la compensation entre le prélèvement et l'injection d'électricité (« *netting* ») devient caduque. Les prosommateurs équipés d'un compteur numérique doivent donc être facturés sur la base de leur prélèvement total (brut) sur le réseau de distribution. Un système visant à maintenir le « *netting* » entre le prélèvement et l'injection pendant de nombreuses années, introduit par le législateur décrétoal, a été annulé par la Cour constitutionnelle le 14 janvier 2021 (arrêt numéro 5/2021). Cet arrêt est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> mars 2021. Les prosommateurs équipés d'un compteur classique (analogique), qui va à rebours et assure donc la compensation entre l'injection et le prélèvement d'électricité pour des raisons techniques, conservent cet avantage jusqu'à l'installation du compteur numérique.

#### *Règlements techniques*

La VREG, en tant que régulateur du marché flamand de l'énergie, fixe les règles techniques pour les réseaux de distribution (électricité et gaz naturel) et pour le réseau de transport local.

En 2020, la VREG a adapté le règlement technique pour la distribution d'électricité en vue de supprimer l'« accès prioritaire » d'installations bien définies dans le cadre de la gestion de la congestion. L'adaptation était nécessaire en raison de diverses modifications du cadre réglementaire européen.

Le règlement technique pour le réseau local de transport d'électricité (c'est-à-dire le réseau de transport local en Flandre) a été modifié afin de mettre en œuvre les codes de réseau européens RfG (*Requirements for Generators*), DCC (*Demand Connection Code*) et la directive SOGL (*System Operation*). En outre, l'accès prioritaire à la cogénération de haute qualité et aux sources d'énergie renouvelables a été supprimé, comme l'imposent les nouvelles règles européennes.

### 1.3. RÉGION WALLONNE

*Le transfert des compétences non-régulatoires de la CWaPE vers le SPW :*

Conformément aux exigences inscrites dans les directives européennes relatives au marché du gaz et de l'électricité, le Parlement wallon a décidé de renforcer l'indépendance de la CWaPE, régulateur du marché wallon de l'électricité et du gaz, en ce qui concerne l'exercice de ses activités régulatrices (à savoir notamment le contrôle des obligations imposées aux fournisseurs et gestionnaires de réseau, la délivrance des licences de fourniture, la réalisation d'avis, d'études et de rapports à transmettre aux autorités, la tarification des réseaux de distribution, la supervision des réseaux privés et des réseaux fermés professionnels, le traitement des plaintes dirigées contre les acteurs de l'énergie, etc...). Ce renforcement de l'indépendance, qui se traduit par un contrôle exercé désormais par le Parlement et non plus par le Gouvernement, implique dans le même temps un transfert des activités non régulatrices jusqu'ici exercées également par la CWaPE vers la Direction générale compétente du Service public de Wallonie, à savoir la DGO4 (ci-après « l'Administration »). Il s'agit essentiellement des activités liées à l'exécution des mesures de soutien à l'électricité verte décidées par le Parlement et le Gouvernement wallon (gestion des octrois des certificats verts et des garanties d'origine, application de la « procédure facteur k », primes QualiWatt, quotas de certificats verts, réductions et exonérations de quotas, questions et plaintes relatives à ces activités...).

En date du 14 janvier 2019, le Ministre wallon de l'Énergie a sollicité de la CWaPE un avis sur un projet d'AGW modifiant les arrêtés du 30/03/2006 relatif aux obligations de service public dans le marché de l'électricité, du 30/11/2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération et du 23/12/2010 relatif aux certificats et labels de garantie d'origine pour les gaz issus de renouvelables. Le projet d'AGW, adopté en 1<sup>er</sup> lecture le 13/12/2018, exécute le décret du 30 janvier 2019 modifiant le décret du 12/04/2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité qui, notamment, transfère une série de compétences non régulatrices de la CWaPE vers le Service public de Wallonie (la DGO4). En date du 4 avril 2019, le Gouvernement wallon a définitivement adopté cet arrêté.

Depuis le 1<sup>er</sup> mai 2019, les activités de la CWaPE en lien avec le soutien à l'électricité verte ont donc été transférées au SPW Énergie.

*Entrée en vigueur du décret sur les communautés d'énergie renouvelable :*

La directive 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables introduit le concept de communauté d'énergie renouvelable (ci-après « CER »).

Le principe des CER a été transposé en droit wallon dans le décret du 2 mai 2019 modifiant les décrets des 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue de favoriser le développement des communautés d'énergie renouvelable. L'adoption de ce décret encadrant la création de CER permet l'autoconsommation collective et locale d'électricité entre les membres de la CER.

Le décret du 2 mai 2019 pose les principes de base dans lesquels s'inscrira le régime des CER. Ce régime n'est toutefois pas immédiatement applicable, sa mise en œuvre nécessitant au préalable l'adoption de mesures d'exécution par le Gouvernement wallon ainsi que l'approbation par la CWaPE, s'il se justifie, d'un tarif spécifique pour l'utilisation du réseau pour l'opération d'autoconsommation collective.

*Le tarif prosumer :*

La méthodologie tarifaire, adoptée en 2017, prévoit l'entrée en vigueur du tarif *prosumer* pour le 1<sup>er</sup> janvier 2020. Ce texte, qui avait fait l'objet de recours, a été validé par les cours et tribunaux fin 2018. Fin de l'année 2019, le Gouvernement wallon a fait état de son souhait de reporter cette entrée en vigueur. Un avant-projet de décret en ce sens, qui a fait l'objet d'un avis de la CWaPE, a ainsi été adopté par le Gouvernement le 15 novembre 2019.

Le 31 décembre 2019, le Gouvernement wallon a finalement adopté un arrêté visant à postposer la facturation du tarif *prosumer*. L'intention du Gouvernement était de ne pas facturer le tarif *prosumer* pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2020 au 30 avril 2020 et de ne pas avoir d'application ou de correction rétroactive dudit tarif pour cette même période. Les modalités pratiques de cette mesure ont été précisées début de l'année 2020 à la suite d'une rencontre entre les fournisseurs, les GRD, la CWaPE et les représentants du Ministre.

#### **1.4. RÉGION BRUXELLES-CAPITALE**

Pour décrire brièvement les événements marquants de l'année écoulée, au sujet du développement des compteurs connectés, BRUGEL a publié au cours de 2020 sa vision pour 2020-2050. Cette vision s'est notamment basée sur l'étude spécifique et transversale portant sur l'évaluation des opportunités économique, environnementale et sociale du déploiement de ces nouveaux compteurs. Cette vision a été ensuite adaptée pour tenir compte des réactions reçues lors de la consultation publique organisée à cet effet. Dans ce cadre de sa vision, BRUGEL propose un déploiement opportun, dans le sens où il profite au client final, à la gestion des réseaux et au bon fonctionnement du marché, soutenu par un encadrement légal, réglementaire et régulateur judicieux et maîtrisé à travers des moyens de contrôle et de suivi. Ce déploiement devrait être optimisé sur le plan technico-économique en favorisant un déploiement géographique et harmonisé.

En outre, en 2020, BRUGEL a accordé une première dérogation aux règles de marché et tarifaires dans le cadre d'un projet innovant de communauté d'énergie renouvelable autour du partage de l'électricité produite par des installations photovoltaïques placées sur les toits d'une école et d'un producteur particulier

Consciente de l'enjeu que représente le développement des mobilités dites alternatives, tant d'un point de vue environnemental que sanitaire (qualité de l'air), BRUGEL a, en 2020 et à l'instar des dernières années, continué à mener un rôle actif dans ce domaine. Dans ce sens, BRUGEL a notamment collaboré avec Bruxelles, Environnement, Bruxelles Mobilité et SIBELGA pour établir une vision stratégique en matière de déploiement d'une infrastructure de rechargement. BRUGEL a également réalisé une étude pour identifier les contraintes du réseau électrique bruxellois sur le développement de la mobilité électrique.

## 2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

### 2.1. RÉGULATION DU RÉSEAU

#### 2.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire du réseau de transport (Elia)

Par arrêté ministériel du 13 janvier 2020, Elia Transmission Belgium a été désignée comme gestionnaire du réseau de transport d'électricité pour une période de vingt ans, mettant un terme au mandat d'Elia System Operator SA en tant que gestionnaire du réseau de transport<sup>24</sup>. La CREG avait rendu un avis positif dans ce cadre le 25 octobre 2019. Par ailleurs, conformément à sa compétence de contrôle du respect des exigences de dissociation (*unbundling*) par le gestionnaire de réseau de transport, la CREG a vérifié en 2020 les diverses modifications qui lui ont été notifiées par rapport aux autres mandats/fonctions/activités de plusieurs administrateurs d'Elia Transmission Belgium et d'Elia Asset.

En effet, la CREG a pris connaissance du rapport d'activités 2019 du comité de gouvernement d'entreprise d'Elia System Operator et d'Elia Asset dans le cadre du contrôle de l'application des articles 9 et 9ter de la loi électricité et de l'évaluation de son efficacité au regard des objectifs d'indépendance et d'impartialité de la gestion du réseau de transport. La CREG a également pris connaissance du rapport de la personne responsable du suivi des règles d'engagements relatif au respect de ces règles par les collaborateurs d'Elia System Operator et d'Elia Asset en 2019. Ces règles d'engagements servent à exclure toute pratique discriminatoire et contiennent les obligations spécifiques pour leurs membres du personnel pour que cet objectif soit atteint. Par ailleurs, dans ses avis du 10 septembre 2020, la CREG n'a pas émis d'objection au renouvellement du mandat d'EY Réviseurs d'Entreprises SRL et à la nomination de BDO Réviseurs d'Entreprises SCRL en qualité de commissaires d'Elia Transmission Belgium SA et d'Elia Asset SA<sup>25</sup>. En conclusion, la CREG n'a pas constaté d'incompatibilités par rapport aux exigences légales de dissociation et d'indépendance.

Enfin, fin juin 2020, la CREG a reçu une notification officielle d'Elia lui demandant d'émettre des avis conformes sur l'indépendance de trois administrateurs indépendants d'Elia Transmission Belgium SA et d'Elia Asset SA, dont les mandats ont été renouvelés. Dans ses avis du 17 juillet 2020, la CREG a établi que les administrateurs indépendants satisfaisaient aux exigences d'indépendance visées à l'article 2, 30°, de la loi électricité, moyennant la transmission des informations complémentaires sur deux administrateurs indépendants<sup>26</sup>.

---

<sup>24</sup> Arrêté ministériel du 13 janvier 2020 portant la désignation d'Elia Transmission Belgium SA en tant que gestionnaire du réseau conformément à l'article 10 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (Moniteur belge du 27 janvier 2020).

<sup>25</sup> Avis (A)2102 du 10 septembre 2020 sur le mandat de BDO Réviseurs d'Entreprises SCRL, représentée par monsieur Felix Fank, auprès d'Elia Transmission Belgium SA et d'Elia Asset SA et avis (A)2103 du 10 septembre 2020 sur le renouvellement du mandat d'EY Réviseurs d'Entreprises SRL.

représentée par monsieur Paul Eelen, auprès d'Elia Transmission Belgium SA et d'Elia Asset SA.

<sup>26</sup> Avis (A)2088 du 17 juillet 2020 relatif à l'indépendance de monsieur Frank Donck en tant qu'administrateur indépendant du conseil d'administration de la SA Elia Transmission Belgium et de la SA Elia Asset ; Avis (A)2089 du 17 juillet 2020 relatif à l'indépendance de monsieur Luc De Temmerman.

en tant qu'administrateur indépendant du conseil d'administration de la SA Elia Transmission Belgium et de la SA Elia Asset ; Avis (A)2090 du 17 juillet 2020 relatif à l'indépendance de madame Saskia Van Uffelen en tant qu'administrateur indépendant du conseil d'administration de la SA Elia Transmission Belgium et de la SA Elia Asset.



### 2.1.2. Réseaux fermés industriels

Sur proposition de la direction générale de l'Énergie, et après avis de la CREG et du gestionnaire du réseau, la ministre de l'Énergie peut conférer la qualité de gestionnaire de réseau fermé industriel, pour la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70 kV, à la personne physique ou morale propriétaire d'un réseau ou disposant d'un droit d'usage sur celui-ci si elle en a fait la demande conformément à la loi électricité.

Selon la même procédure, la ministre peut reconnaître le réseau comme réseau fermé industriel sous réserve que les régions concernées aient la possibilité d'émettre un avis dans un délai de soixante jours. En 2020, la CREG n'a reçu aucune demande d'avis dans ce cadre de la part de la direction générale de l'Énergie.

### 2.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution

#### 2.1.3.1. Région flamande

Le gestionnaire de réseau de distribution (ci-après : « GRD ») d'électricité et de gaz naturel est désigné par le VREG pour tous les réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel situés en Flandre, à l'exception d'Enexis (pour le réseau de distribution de gaz naturel à Baerle-Duc).

Les GRDs Flamands, à l'exception d'Enexis (un GRD Néerlandais) font, pour leur fonctionnement opérationnel, appel à la société Fluvius System Operator. Fluvius System Operator est le résultat d'une fusion de deux opérateurs Eandis et Infrac.

En 2020, une commune (entité) (suite à une fusion de communes) a choisi le GRD qui exploitait également le réseau de distribution d'électricité. Le décret énergie flamand prévoit que le *même* GRD doit être désigné pour la *distribution de l'électricité et du gaz naturel* pour une *zone géographique d'un seul tenant*. Conformément au même décret énergie, les gestionnaires de réseau de distribution ont jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2023 pour remplir ces conditions. Dans ce contexte, le territoire sur lequel les gestionnaires de réseau de distribution respectifs exploitent leur réseau devra encore être modifié ici et là au cours des années 2021 et 2022.

#### 2.1.3.2. Région wallonne

Lors du premier semestre de l'année 2019, la direction juridique de la CWAPE a accompagné les GRD dans leur processus de mise en conformité au décret du 11 mai 2018. Pour chaque GRD, la direction juridique de la CWAPE a contrôlé le respect des nouvelles obligations prévues par le décret gouvernance. Elle a, à l'issue de ce contrôle, rédigé un rapport, adopté par la CWaPE le 25 novembre 2019, qui dresse une image la plus complète possible de la situation en matière de gouvernance des GRD ou de leurs filiales en Région wallonne, en ce compris les événements antérieurs au 1er juin 2019.

Au cours de l'année 2020, la CWAPE a assuré le suivi de la mise en conformité des GRD aux conclusions du rapport adopté le 25 novembre 2019.

#### 2.1.3.3. Bruxelles-Capitale

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

## **2.1.4. Réseaux fermés professionnels**

### **2.1.4.1. Région flamande**

Déjà par décret du 16 mars 2012 portant diverses dispositions en matière d'énergie les articles européennes concernant les réseaux de distribution fermés avaient été insérés dans le Décret sur l'Energie, plus précisément dans les articles 4.6.1 jusqu'à 4.6.9 et les dispositions transitoires 15.3.5/1 et 15.3.5/2.

Le principe est que la gestion d'un réseau de distribution fermé existant à la date de 1 juillet 2011, et l'aménagement et la gestion d'un réseau fermé de distribution nouveau sur le site propre, est permis après seule notification préalable au VREG. Les réseaux fermés de distribution nouveaux hors site propre, sont sujet d'une autorisation du VREG.

Si un réseau privé existant ne se qualifie pas comme réseau de distribution fermé parce qu'il ne répond pas aux critères comme défini dans l'article 1.1.3,56°/2, du Décret sur l'Energie, la gestion du réseau doit être reprise par le GRD de la région concernée.

Les tâches et les obligations que le gestionnaire de réseau de distribution fermé doit accomplir sont énumérés dans la législation. En vertu de l'article 4.6.4, du Décret sur l'Energie le gestionnaire d'un réseau fermé de distribution peut entreprendre des activités en matière de livraison ou de production d'électricité et de gaz naturel, à condition que son réseau serve moins de 100 000 clients sous-jacents (= exemption au niveau de dégroupage) et il bénéficie de quelques exemptions, entre autre au niveau de l'achat d'énergie pour compensation des pertes sur le réseau et comme capacité en réserve basé sur des procédures non-discriminatoires.

En 2020, aucun nouveau réseau de distribution fermé d'électricité n'a été reconnu par la VREG.

### **2.1.4.2. Région wallonne**

En 2020, il n'y a pas eu de modification législative en lien avec les réseaux fermés professionnels.

La CWaPE a reconnu 4 réseaux fermés professionnels d'électricité en 2020.

### **2.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale**

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

## **2.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE**

### **2.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires**

Les responsables d'équilibres (*Balance Responsible Parties* ou ci-après « BRP »), désignés à chaque point d'accès, veillent à maintenir l'équilibre entre les prélèvements et injections dans leur portefeuille de clients, et ce, sur base quart-horaire. Les producteurs, les clients importants, les fournisseurs d'énergie ou les traders peuvent tous faire office de BRP.

Le jour précédant la période concernée, le BRP doit soumettre à Elia un programme journalier d'équilibre pour son portefeuille au jour J, qui consiste en :

- les prévisions d'injections et de prélèvements à chaque point d'accès ;
- les échanges commerciaux, à savoir achats et ventes, avec d'autres BRP et/ou ceux liés aux importations et exportations aux frontières.

Le programme journalier d'équilibre doit être équilibré sur une base quart-horaire : la somme des injections et des achats doit être égale à la somme des prélèvements et des ventes. Pour maintenir l'équilibre au niveau de son portefeuille, un BRP peut faire appel à un hub ou à une bourse de l'énergie pour échanger de l'énergie avec d'autres BRP pour le lendemain (*day-ahead*) ou pour le jour même (*intraday*).

Cependant, lorsque le BRP n'en est pas capable, Elia peut entreprendre les actions nécessaires afin de réduire le déséquilibre résiduel entre la production et la consommation d'électricité. À cette fin, Elia organise un marché d'équilibrage par le biais duquel elle peut accéder à la flexibilité offerte par les fournisseurs de services d'équilibrage (*Balancing Service Providers* ou ci-après « BSP »).

Les services auxiliaires permettent à Elia d'exploiter le réseau en toute sécurité. Elia obtient ces services par le biais de contrats conclus avec des fournisseurs spécifiques et répartit ces services en cinq catégories distinctes :

1. Les responsables de la planification des indisponibilités (*Outage Planning Agents* ou ci-après « OPA ») fournissent des informations sur la disponibilité des unités de production ;

Pour préparer et veiller à une exploitation sûre du réseau, Elia utilise les informations prévues et planifiées des assets (c'est-à-dire les installations de production, de consommation ou de stockage). Une information en particulier traite de l'indisponibilité planifiée et forcée. Disposer de cette information au niveau des assets permet à Elia de planifier efficacement les opérations de maintenance sur le réseau et de réaliser des analyses et de prendre des mesures au besoin, pour garantir la disponibilité suffisante de la flexibilité offerte par les différents services auxiliaires.

À l'heure actuelle, Elia coordonne principalement la planification des indisponibilités des unités de production avec une capacité installée de 25 MW ou plus, qui sont raccordées au réseau Elia. D'autres unités de production peuvent aussi être incluses au contrat dans un but de coordination par Elia (unités susceptibles d'impacter gravement le réseau Elia) ou afin d'offrir des services auxiliaires spécifiques (si un contrat de coordination ou d'indisponibilité est une condition à la fourniture du service).

La coordination des assets est régie par Elia dans le contrat CIPU (*Contract for the Injection of Power Units*). Prochainement, Elia remplacera le contrat CIPU dans le cadre du programme iCAROS (*Integrated Coordination of Assets for Redispatching and Operational Security*) et conformément au nouveau cadre réglementaire établi par Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après : « SOGL »).

2. Les responsables de la programmation (*Scheduling Agents* ou ci-après « SA ») fournissent des informations sur les programmes de production et la flexibilité disponible pour la gestion de la congestion ;

Connaître les programmes et l'aperçu de la flexibilité de chaque unité de production contribue aux éventuelles mesures correctives qu'Elia peut prendre pour atténuer les risques. Elia peut demander aux producteurs d'adapter leurs programmes de production, en augmentant ou en diminuant la production de puissance active, voire en demandant le démarrage ou l'arrêt d'une unité au besoin et si possible. Elia indemnise les producteurs en cas de telles demandes.

À l'heure actuelle, Elia reçoit principalement les programmes et les informations relatives à la flexibilité des unités de production avec une capacité installée de 25 MW ou plus, qui sont raccordées au réseau Elia. D'autres unités de production peuvent aussi être incluses au contrat dans un but de coordination par Elia (unités susceptibles d'impacter gravement le réseau Elia) ou afin d'offrir des services auxiliaires spécifiques (si un contrat de coordination est une condition à la fourniture du service).

La coordination des assets est régie par Elia dans le contrat CIPU. Prochainement, Elia remplacera le contrat CIPU dans le cadre du programme iCAROS et conformément au SOGL.

3. Les fournisseurs de services d'équilibrage (*Balancing Service Providers* ou « BSP ») offrent de la flexibilité pour l'équilibrage sous la forme de réserve de contrôle primaire (*Frequency Containment Reserves* ou ci-après « FCR »), secondaire (*Automatic Frequency Restoration Reserve* ou ci-après « aFRR ») ou tertiaire (*Manual Frequency Restoration Reserves* ou ci-après « mFRR ») ;

FCR : Les réserves FCR doivent être conformes aux caractéristiques définies dans le design spécifique du produit. La principale exigence technique pour le produit FCR est une réaction automatique et proportionnelle aux écarts de fréquence dans un délai de quelques secondes pour stabiliser la fréquence et éviter les *black-outs*. Les utilisateurs raccordés au réseau d'Elia ou à un réseau de distribution peuvent soit prendre directement le rôle de BSP afin d'offrir une flexibilité d'équilibrage à Elia soit établir un partenariat avec un tiers, qui peut regrouper plusieurs points de livraison pour offrir le service.

Des plateformes européennes sont développées pour optimiser et aider à la gestion de l'équilibrage transfrontalier. Dans ce cadre, Elia est membre de la Coopération FCR depuis 2016.

Le volume d'électricité de réglage primaire est acheté successivement sur la plateforme locale STAR pour la première enchère et pour la deuxième enchère sur la plate-forme régionale Regelleistung.net. Les achats à court terme du volume d'électricité secondaire et tertiaire sont exclusivement organisés par la plateforme locale STAR.

aFRR : la flexibilité utilisée pour la restauration automatique de la fréquence doit être conforme aux caractéristiques définies dans la conception du produit aFRR. En comparaison aux autres services d'équilibrage, en l'occurrence la FCR et la mFRR, l'aFRR se distingue par le fait qu'elle est activée automatiquement par Elia via l'envoi d'une consigne toutes les 8 secondes et que l'énergie demandée doit être activée en 7,5 minutes. Un utilisateur du réseau fournissant des réserves secondaires doit donc être équipé de moyens lui permettant de communiquer avec le centre de dispatching d'Elia. Ce service ne peut actuellement être offert que par des unités faisant l'objet d'une coordination de planification de l'indisponibilité et d'une de programmation (également appelés « unités CIPU »).

Un BSP doit présenter des offres d'énergie aFRR correspondant au minimum à ses obligations en matière d'aFRR (c'est-à-dire le volume réservé). Un BSP a également la possibilité de proposer des offres d'énergie non réservées.

Au niveau européen, des plateformes sont développées pour optimiser et aider à la gestion de l'équilibrage entre les pays. Ces plateformes soutiennent par ailleurs le développement d'un marché européen pour la flexibilité de l'équilibrage. Dans ce cadre, Elia a rejoint la plateforme IGCC en 2012 et est membre de la future plateforme PICASSO en cours de conception.

mFRR : En cas de déséquilibre substantiel entre la production et la consommation, que les activations des produits FCR et aFRR ne permettent pas de rétablir, Elia peut activer la flexibilité disponible comme mesure de réglage tertiaire : le produit mFRR.

La flexibilité utilisée pour la restauration manuelle de la fréquence doit être conforme aux caractéristiques définies dans la conception du produit mFRR. En comparaison aux autres services d'équilibrage, en l'occurrence la FCR et l'aFRR, la mFRR se distingue par le fait qu'elle est activée manuellement par Elia et que l'énergie demandée doit être activée en 15 minutes.

L'énergie d'équilibrage qu'Elia active aux fins de mFRR peut être disponible : soit sur les points de livraison sur lesquels Elia a réservé à l'avance la puissance d'équilibrage, soit sur des points de livraison que le BSP utilise librement tout au long de la journée pour offrir une flexibilité à Elia.

Au niveau européen, des plateformes sont développées pour optimiser et aider à la gestion de l'équilibrage entre les pays. Ces plateformes soutiennent par ailleurs le développement d'un marché européen pour la flexibilité de l'équilibrage. Dans ce cadre, Elia est membre de la future plateforme MARI en cours de conception.

Elia évalue et détermine le volume de services d'équilibrage qui pourraient être requis en vue de maintenir l'équilibre dans la zone de contrôle en tenant compte des prévisions quant aux unités de production actives ainsi que du risque d'incident de dimensionnement (par exemple, une baisse soudaine des unités de production actives après une indisponibilité non planifiée dans une centrale de production). En application de l'article 228 du RTF, Elia publie après approbation du régulateur:

- l'accord d'exploitation du bloc RFP (LFCBOA) précisant les règles de dimensionnement des Réserves de Restauration de Fréquence ou 'FRR' (également appelées aFRR et mFRR) ;
- les LFC Means précisant la méthodologie qui détermine les volumes de capacité d'équilibrage avec lesquels les services d'équilibrage pour aFRR et mFRR seront fournis.

4. Les fournisseurs de réglage de la puissance réactive et de maintien de la tension (*Voltage Service Providers* ou ci-après « VSP ») répondent aux changements de tension, de manière automatique ou à la demande d'Elia ;

À tout moment, Elia doit disposer de suffisamment de capacité de réglage dans sa zone de réglage afin de stabiliser la tension en cas d'incident (par ex. indisponibilité non-planifiée d'une unité de production importante) et, une fois la tension dans la zone stabilisée, de la maintenir dans des limites garantissant la sécurité du réseau. La fourniture de puissance réactive à Elia est régie par un contrat de réglage de la tension entre Elia et le fournisseur concerné. Spécifiquement, Elia contracte des services de réglage de la tension et de la puissance réactive auprès des VSP.

Les services fournis par les VSP à Elia et au réseau électrique belge suivent un design particulier. La note de design décrit les règles et spécifications du service de réglage de la tension : exigences techniques, mécanisme de rémunération, contrôle de l'activation, processus de participation au service.

5. Les fournisseurs de services de reconstitution (*Restoration Service Providers* ou ci-après « RSP ») laissent des unités de production disponibles pour restaurer le système en cas de black-out.

En fonction de la situation, Elia réalimente le système à l'aide de l'énergie fournie par les GRT voisins (reconstruction « *top-down* ») ou, si ce n'est pas possible, en s'appuyant sur les services fournis par les acteurs de marché au sein de la zone belge (reconstruction « *bottom-up* »).

Les services « *Black Start* » fournis par les RSPs à Elia et au réseau électrique belge suivent un design particulier. Les unités de production utilisées pour ces services répondent à des exigences techniques spécifiques. Elia rémunère les fournisseurs pour la mise à disposition permanente de ce service.

#### *Services d'équilibrage :*

Le 10 décembre 2019, Elia a soumis à la CREG une proposition concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché pour la compensation des déséquilibres quart-horaires. La CREG a approuvé cette proposition. Ces règles sont entrées en vigueur en même temps que les modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage pour la mFRR (T&C BSP mFRR)<sup>27</sup>.

Le 28 mai 2020, Elia a soumis à la CREG deux demandes d'approbation de propositions relatives aux règles d'équilibrage, la première relative à la réserve de stabilisation de la fréquence (FCR) et la seconde relative à la FCR et à la réserve automatique de restauration de la fréquence (aFRR). La CREG a approuvé ces deux propositions d'Elia. Ces règles sont entrées en vigueur en même temps que leurs modalités et conditions pour les fournisseurs de services d'équilibrages respectives (T&C BSP FCR et T&C BSP aFRR)<sup>28</sup>.

Le 16 avril 2020, Elia a soumis à la CREG pour approbation une proposition modifiée des modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage (ou « BSP », pour Balancing Service Provider) pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR). Le 7 mai 2020, la CREG a décidé d'approuver cette proposition. Ces modalités et conditions sont entrées en vigueur le 31 août 2020, avec une première enchère pour fourniture le 2 septembre 2020<sup>29</sup>. Une réévaluation par Elia de la date d'entrée en vigueur des nouvelles règles a néanmoins eu lieu en juin 2020, la fixant au 30 septembre 2020 (fourniture des services au 1er octobre), après consultation des acteurs de marché.

Le 30 avril 2020, Elia a soumis à la CREG pour approbation une proposition modifiée des modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR). Le 15 mai 2020, la CREG a décidé d'approuver cette proposition. Ces modalités et conditions sont entrées en vigueur le 1er juillet 2020 après avoir été confirmées par la Coopération FCR<sup>30</sup>.

En 2020, les activations pour la compensation des déséquilibres de la zone de réglage ont augmenté de 3 % par rapport à 2019, pour s'élever à 1 140 GWh. La part des réserves secondaires dans ces activations a atteint 36 % en 2020, contre 46,3 % en 2019 et 46,0 % en 2018. Cette forte diminution est principalement due à la forte augmentation des activations des autres ressources, principalement celles de l'IGCC, qui se sont élevées à 490 GWh pour l'année 2020, contre 412 GWh en 2019. En 2020, il y a eu 0 MWh d'activation à la hausse et 0 MWh d'activation à la baisse des réserves situées à l'étranger par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, alors que ces activations étaient respectivement égales à 300 MWh et 0 MWh en 2019 et 0 et 500 en 2018;

---

<sup>27</sup> Décision (B)2051 du 22 janvier 2020 relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium relative aux règles de fonctionnement du marché pour la compensation des déséquilibres quart-horaires.

<sup>28</sup> Décision (B)2085 du 18 juin 2020 relative à deux propositions d'Elia Transmission Belgium concernant les règles d'équilibrage du marché destinées à la compensation des déséquilibres quart-horaires (FCR et aFRR).

<sup>29</sup> Décision (B)2061 du 7 mai 2020 relative à la demande d'approbation d'une proposition de conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (Balancing Service Provider) pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR).

<sup>30</sup> Décision (B)2062 du 15 mai 2020 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (Balancing Service Provider) pour les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR).

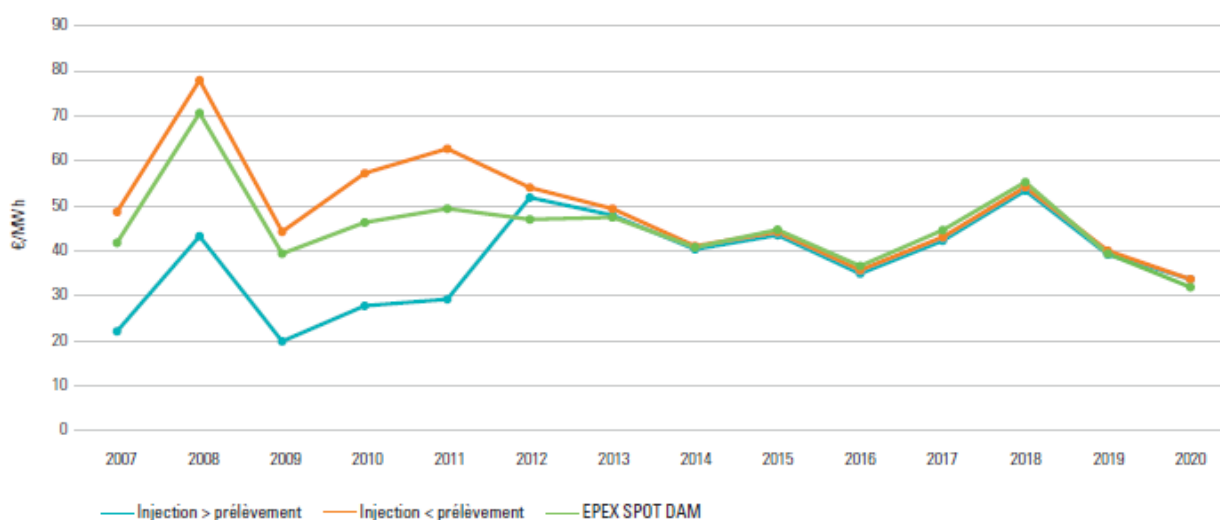
L'indice HHI relatif aux offres de réserves sur les unités CIPU s'élevait à 3 757 en 2020 contre 3 538 en 2019 et 3 964 en 2018. L'indice relatif aux offres sur les unités non-CIPU s'élevait à 3 393 en 2020 contre 3 031 en 2019. Pour l'ensemble des offres, toutes technologies confondues, l'indice HHI s'élevait à 3 224 en 2020 contre 2 875 en 2019. Le nombre d'acteurs ayant remis offre s'élevait à cinq pour les unités CIPU, huit pour les unités non-CIPU (stable par rapport à 2019) et à dix toutes technologies confondues.

Tableau 1 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre au cours de la période 2007-2020 (Source : données Elia)

€/MWh	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Injection > prélèvement	22,09	43,24	19,86	27,76	29,22	51,84	47,91	40,33	43,48	34,9	42,23	53,37	39,15	<b>33,68</b>
Injection < prélèvement	48,64	77,92	44,25	57,24	62,7	54,05	49,36	41,07	44,18	35,73	43,04	54,18	40,02	<b>33,68</b>

La figure 1 permet de comparer le tarif moyen non pondéré de déséquilibre et le prix du marché *day-ahead* de BELPEX/EPEX SPOT sur la période 2007-2020.

Figure 1 : Tarif moyen non pondéré de déséquilibre et prix Belpex DAM au cours de la période 2007-2020 (Sources : données Elia et Belpex/EPEX SPOT)



#### Les services auxiliaires :

- *Contrat BSP pour mFRR :*

Le 18 juin 2018, Elia a soumis à l'approbation de la CREG trois propositions de contrats BSP, à savoir pour la FCR, l'aFRR et la mFRR. A la demande d'Elia, les T&C BSP mFRR ont été traitées et examinées en premier. Par sa décision (B)2000/2, la CREG a approuvé le 20 décembre 2019 la proposition modifiée de T&C BSP mFRR du 3 décembre 2019. Par e-mail du 16 avril 2020, Elia a soumis une nouvelle proposition de T&C BSP aFRR qui remplace la proposition du 18 juin 2018. De nombreuses modifications ont en effet été apportées au design, qui avait fait l'objet de discussions approfondies durant la période 2018-2019. Dans cet e-mail, Elia indique que l'objectif est de faire entrer en vigueur le 1er juillet 2020 les T&C BSP aFRR soumises le 16 avril 2020.

Le 7 mai 2020, la CREG a décidé d'approuver cette proposition<sup>31</sup>. Ces modalités et conditions entrent en vigueur le 31 août 2020, avec une première enchère pour fourniture le 2 septembre 2020. Sans préjudice de la flexibilité offerte par la fenêtre de 3 mois proposée par Elia, la CREG note qu'une réévaluation par Elia pourrait avoir lieu au plus tard dans la deuxième moitié du mois de juin 2020 pour confirmer la nouvelle date. Une nouvelle date ne peut être communiquée par Elia aux acteurs du marché qu'après concertation avec la CREG.

- *Contrat BSP pour FCR*

Le 30 avril 2020, Elia a soumis à la CREG pour approbation une proposition modifiée de modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » (*Balancing Service Provider*) pour les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) qui remplace la proposition du 18 juin 2018. Le 15 mai 2020, la CREG a décidé d'approuver cette proposition<sup>32</sup>. Ces modalités et conditions entrent en vigueur le 1er juillet 2020, sous réserve de la confirmation par la Coopération FCR.

Pour la fourniture de services FCR, des modifications ont été apportées pour évoluer vers l'échange et l'achat des produits de capacité d'équilibrage FCR de 4 heures uniquement via la plate-forme régionale, l'achat du produit FCR 200MHz seul, l'évolution des *providing groups* et une nomination sur la base d'un portefeuille. Toutes ces modifications ont été discutées en détail avec les acteurs du marché lors des réunions du WG Balancing d'Elia. Dans cet e-mail, Elia indique que l'objectif est de faire entrer en vigueur le 1er juillet 2020 les T&C BSP FCR soumises le 30 avril 2020, sous réserve de confirmation par la Coopération FCR.

En outre, Elia signale que la version des T&C BSP FCR du 30 avril 2020 tient également compte des remarques formulées par la CREG dans sa décision (B)2000 (paragraphe 15 de la présente décision). Ainsi, la proposition de T&C BSP FCR comprend désormais également une proposition de calendrier pour sa mise en œuvre et une description de son incidence attendue au regard de l'objectif de l'EBGL. Dans le même temps, des modifications structurelles ont également été apportées.

- *LFC Means* :

Le 17 décembre 2020, la CREG a décidé d'approuver la proposition d'Elia de « *LFC Means* ». Elle formule cependant quelques demandes à Elia, en lui demandant d'y donner suite<sup>33</sup>.

Conformément à l'article 228, §3, de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci, la CREG décide d'approuver la proposition relative aux modifications de la méthodologie pour déterminer, pour chacun des services d'équilibrage, la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage au sein de la zone de déséquilibre (proposition de modification des *LFC Means*), communiqué à la CREG le 2 décembre 2020. Les modifications approuvées des *LFC Means* entreront en vigueur le 7 janvier 2021 au plus tôt. La CREG invite toutefois Elia de donner suite aux remarques et demandes formulées dans cette décision.

---

<sup>31</sup> Décision (B)2061 du 7 mai 2020 relative à la demande d'approbation d'une proposition de conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR).

<sup>32</sup> Décision (B)2062 du 15 mai 2020 relative à la demande d'approbation d'une proposition de modalités et conditions applicables au fournisseur de services d'équilibrage ou « BSP » pour les réserves de stabilisation de la fréquence (FCR).

<sup>33</sup> Décision (B)2159 du 17 décembre 2020 sur la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium relative à la modification de la méthodologie pour déterminer, pour chaque service d'équilibrage, la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage au sein de la zone de déséquilibre.



- *LFCBOA* :

Il n’y a pas d’évolution en 2020 concernant le LFCBOA

Tableau 2 : Aperçu des caractéristiques pour les produits d’Elia (Source : données Elia)

Produit	Disponibilité	Reaction time	Durée minimale entre les activations consécutives	Durée maximale d’activation	Utilisateurs raccordés au GRT/GRD?
FCR	100%	30sec	-	-	GRT et GRD (moyenne et basse tension)
aFRR	100%	7,5min	-	-	GRT
mFRR Standard	100%	15min	-		GRT et GRD (moyenne tension)
mFRR Flex	100%	15 min	2h	4h	GRT et GRD (moyenne tension)

- *Service de reconstitution* :

En 2019 la CREG avait demandé à Elia, dans sa décision (B)1928 du 18 juin 2019, de soumettre une proposition adaptée des modalités et conditions générales qui tienne compte des remarques formulées par la CREG dans cette décision. Elia a donc soumis une proposition adaptée à la CREG.

En janvier 2020, Elia a ensuite étendu la base juridique de cette demande d’approbation en ajoutant l’article 4 de l’arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l’électricité et l’accès à celui-ci et en fournissant à la CREG des informations complémentaires relatives à cette demande. Le 5 mars 2020, la CREG a pris la décision d’approuver la proposition adaptée de modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution, y compris le contrat-type pour les services de reconstitution.

Cette décision permet à Elia de démarrer à temps une procédure d'appel d'offres pour les services de *black-start* afin de disposer de réserves de *black-start* pour la nouvelle période contractuelle qui commence début 2021<sup>34</sup>.

- *Plan d'essais, plan de défense du réseau et plan de reconstitution*

Conformément à l'article 259 du règlement technique, à la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a émis le 11 mars 2020 un avis sur la proposition de plan d'essais d'Elia.

Dans cet avis, la CREG attirait l'attention de la ministre sur plusieurs remarques qui, selon elle, empêchent l'approbation de la proposition (sauf en ce qui concerne la partie de la proposition relative au service de *black-start*). Selon la CREG, il convenait d'envisager si la proposition de plan d'essais concernant le service de *black-start* ne devait pas déjà être approuvée partiellement, compte tenu de la procédure d'appel d'offres qui devait encore être lancée par Elia pour les contrats de *black-start* de la période 2021-2023 et de la promotion de la sécurité juridique pour les candidats-fournisseurs de ce service de reconstitution<sup>35</sup>. La proposition de plan d'essais a été partiellement approuvée par arrêté ministériel du 15 avril 2020 en ce qui concerne le service de *black-start* et à l'exclusion du reste de la proposition de plan d'essais. Le 30 octobre 2020, Elia a introduit un plan d'essais révisé auprès de la Ministre. La CREG devra rendre un avis dans ce cadre.

Par ailleurs, le 2 décembre 2020, la CREG a rendu, à la demande de la Direction Générale Énergie, un avis sur les versions confidentielles des projets de listes des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans le cadre du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution d'Elia<sup>36</sup>. Par arrêté ministériel du 19 décembre 2019, la ministre de l'Énergie, au moment de l'approbation de la proposition de plan de défense du réseau et de plan de reconstitution d'Elia, avait en effet constaté que les listes des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité faisaient défaut et il avait été demandé à Elia de soumettre encore ces listes pour approbation.

Bien que la CREG ne puisse valider les propositions de listes nominatives des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité en termes de pertinence et d'exhaustivité car cela n'entre pas dans son champ de compétences, ces deux projets de listes soulèvent plusieurs questions sur lesquelles la CREG a attiré l'attention de la ministre. Par arrêté ministériel du 23 décembre 2020, la proposition de listes des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans le cadre du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution d'Elia, ainsi que les modalités et conditions pour leur déconnexion et remise sous tension, ont été approuvées sous conditions.

- *Prix et volumes des services de réglage :*

L'année 2020 a connu des évolutions importantes du design des produits et des processus avec, entre autres, le passage progressif à des enchères journalières pour la capacité de réserve des trois services FCR, aFRR et mFRR et la contractualisation complète des puissances de réglage primaire via la plateforme d'enchères régionale. L'approbation des modalités et conditions applicables aux fournisseurs de réglage de la puissance réactive et de maintien de la tension ainsi que l'application de l'obligation de participation au service de réglage de la tension et de la puissance réactive prévue à l'article 234 du règlement technique sont également des évolutions importantes de 2020. Toutefois, l'acquisition du

---

<sup>34</sup> Décision (B)2049 du 5 mars 2020 relative à la proposition adaptée de la SA Elia Transmission Belgium de modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution, y compris le contrat-type pour les services de reconstitution, soumise par courriers des 20 décembre 2019 et 10 janvier 2020.

<sup>35</sup> Avis (A)2065 du 11 mars 2020 relatif à la proposition de plan d'essais de la SA Elia Transmission Belgium.

<sup>36</sup> Avis (A)2149 du 2 décembre 2020 relatif à la proposition de listes des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans le cadre du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution d'Elia Transmission Belgium SA.

service de *black-start* et du service de réglage de la tension et de l'énergie réactive pour les volumes nécessaires et dans des conditions de prix raisonnables s'est encore souvent révélée difficile.

La promulgation d'arrêtés royaux, évoqués ci-après, imposant des conditions de prix et de volume a été une nouvelle fois nécessaire pour assurer la fourniture de ces services à un prix raisonnable. Afin de maintenir les coûts des services auxiliaires à un niveau raisonnable, la loi électricité oblige Elia à adresser annuellement à la CREG un rapport sur les prix qui lui sont proposés pour la fourniture des services auxiliaires. Ensuite, la CREG indique et motive le caractère manifestement déraisonnable ou non des prix proposés.

En 2020, la CREG a ainsi reçu un rapport d'Elia pour le service de réglage de la tension et de la puissance réactive. Dans son rapport sur le service réglage de la tension et de la puissance réactive<sup>37</sup>, la CREG a établi que les prix de la plupart des offres sélectionnées étaient manifestement déraisonnables. La ministre de l'Énergie a dans ce cadre rédigé des projets d'arrêtés royaux afin d'imposer des conditions de prix et de volumes aux producteurs concernés, qu'elle a soumis à la CREG pour avis<sup>38</sup>. Sur la base d'hypothèses quant à la disponibilité et l'utilisation qui sera faite des services auxiliaires en 2021, la différence de coût en 2021 qui résulte des arrêtés royaux susmentionnés et datés du 22 décembre 2020, sera significative étant donné que les arguments développés par la CREG dans son rapport (RA)2147 susmentionné ont pour la plupart été suivis dans les arrêtés royaux.

En 2020, la CREG a également reçu d'Elia un rapport relatif aux offres pour le service de *black-start* durant la période du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2023. La CREG a jugé l'ensemble des offres comme étant manifestement déraisonnables<sup>39</sup>. La ministre de l'énergie a par conséquent rédigé des projets d'arrêtés royaux afin d'imposer des conditions de prix et de volumes aux producteurs concernés, qu'elle a soumis à la CREG pour avis. La ministre a adopté le 13 décembre 2020 les projets d'arrêtés royaux sur la base des avis de la CREG<sup>40</sup>. Conformément à l'article 12quinquies de la loi électricité, les avis portent sur une période maximale de deux ans, soit du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2022. La différence de coût qui résultera des arrêtés royaux susmentionnés en 2021 et 2022 sera significative étant donné que les arguments développés par la CREG dans son rapport (RA)2134 précité ont été suivis dans les arrêtés royaux.

En 2020, les services de réglages primaire et secondaire ont fait l'objet d'enchères hebdomadaires respectivement jusqu'en juillet et septembre, moments à partir desquels elles ont été organisées quotidiennement. La CREG reçoit donc désormais des rapports journaliers et non plus des rapports hebdomadaires d'Elia. Une analyse détaillée de l'évolution des coûts de réservation est présentée dans le rapport de monitoring annuel de la CREG. Néanmoins, en octobre 2020, des prix de réservation très élevés ont été observés, et donc aussi des coûts y afférents très élevés. L'origine de ces prix de réservation élevés a été analysée ; le processus de marché sera amélioré dans le courant de 2021 pour les éviter.

---

<sup>37</sup> Rapport (RA)2147 du 12 novembre 2020 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia Transmission Belgium SA pour la fourniture du service de réglage de la tension et de la puissance réactive en 2021.

<sup>38</sup> Avis (A)2169 à (A)2181 du 15 décembre 2020.

<sup>39</sup> Rapport (RA)2134 du 15 octobre 2020 relatif au caractère manifestement déraisonnable ou non des prix offerts à Elia System Operator SA pour la fourniture des services de reconstitution, en l'occurrence le service de black start, durant la période du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2023

<sup>40</sup> Avis (A)2155 et (A)2156 du 4 décembre 2020.

Tableau 3 : Types de réserves requis pour 2020

	Volumes totaux requis pour 2019 [MW]
Réglage primaire de la fréquence (0s - 30s) : <i>FCR – positive et négative – 200mHz</i>	78 MW
Réglage secondaire de la fréquence (30s – 15min) : <i>aFRR – positive et négative</i>	145 MW
Réglage tertiaire de la fréquence (15min) : <i>mFRR positive</i>	894 MW
Réglage tertiaire de la fréquence (15') <i>mFRR négative</i>	<881 MW

Les volumes ci-dessous sont achetés sur base d'enchères à court terme :

- FCR – 200 mHz réaction = 78 MW (direction positive et négative)
- aFRR = 145 MW (direction positive et négative)
- mFRR = 844 MW (direction positive), avec un volume minimale de 314MW de produit mFRR standard
- mFRR = 0 MW (direction négative)

## 2.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture

### 2.2.2.1. Niveau fédéral

*Sécurité et fiabilité du réseau :*

Le lecteur est renvoyé au point 2.2.1 du présent rapport.

*Les normes en matières de qualité de service et de fourniture :*

Conformément aux dispositions des règlements techniques, Elia veille à ce que la tension au point de raccordement réponde aux dispositions de la norme EN 50160.

Sur le réseau de transport fédéral, en 2020, l'AIT (*Average Interruption Time*) a été de 4 minutes 21 secondes (contre 4 minutes 47 secondes en 2019) et l'AID (*Average Interruption Duration*) de 25 minutes 32 secondes (contre 28 minutes 53 secondes en 2019).

Il y a eu 38 incidents en 2020 sur le réseau de transport (46 en 2019). Ce réseau étant maillé, ces incidents n'entraînent habituellement pas de coupure au niveau du client. Dans 62 % des cas, une tentative de réenclenchement automatique a eu lieu. Ces tentatives ont été fructueuses dans tous les cas sur les réseaux 380 kV et 220 kV, et dans 77 % des cas sur le réseau 150 kV.

Dans onze cas, une liaison du réseau fédéral de transport a été indisponible pendant plus de 24 heures. Les délais d'indisponibilité pour ces liaisons se sont situés entre 1 jour 5 heures et plus de cinq mois (au 31 décembre 2020 un élément indisponible depuis le 3 août 2020 était toujours indisponible).

Sur la base de ces indicateurs, la disponibilité du réseau de transport était en 2020 nettement mieux comparée à l'année précédente.

#### 2.2.2.2. Région flamande

L'article 3.1.3. du Décret sur l'Energie mentionne que le VREG surveille la sécurité et la fiabilité des réseaux de distribution et du réseau de transport local d'électricité, ainsi que la qualité de la prestation de service des GRDs, notamment lors de l'exécution des réparations et de l'entretien et sur le plan du temps dont les GRDs ont besoin pour réaliser des raccordements et des réparations.

Les GRDs sont tenus de remettre annuellement au VREG un rapport décrivant la qualité de leurs prestations durant l'année calendrier écoulée. Le rapport concernant les réseaux d'électricité décrit principalement :

- la fréquence et la durée moyenne des interruptions d'accès au réseau de distribution ;
- le respect des critères de qualité relatifs à la forme d'onde de la tension tels que décrits ;
- au norme NBN EN 50160 ;
- la qualité des services fournis à toutes les parties concernées et, le cas échéant, les manquements aux obligations découlant du Règlement technique et les raisons de ceux-ci (principalement sur le nombre de plaintes reçues relatives au non-respect des termes du contrat de raccordement : cf. infra).

Un utilisateur du réseau de distribution basse tension flamand a été privé d'électricité pendant 18 minutes et 28 secondes en moyenne en 2019 en raison d'incidents sur le réseau, ce qui est inférieur à l'année précédente (19 minutes et 18 secondes) et également inférieur à la moyenne décennale (24 minutes et 28 secondes). Sur cette durée moyenne, 6 minutes et 1 seconde ont été causées par des pannes sur le réseau basse tension (4 minutes et 58 secondes en 2018) et 12 minutes et 27 secondes ont été causées par des pannes sur le réseau moyenne tension (14 minutes et 20 secondes en 2018). L'interruption de l'électricité en 2019 en raison d'une défaillance sur le réseau moyenne tension suit la tendance à la baisse des 10 dernières années. En revanche, l'interruption due à une défaillance sur le réseau basse tension a augmenté au cours de l'année écoulée et se situe dans la moyenne décennale.

L'alimentation électrique d'un client final flamand a été interrompue en moyenne 0,39 fois (0,35 fois à la suite d'une interruption moyenne tension et 0,04 fois à la suite d'une interruption basse tension) au cours de l'année 2019. Sur la base de ces données, on peut dire qu'en moyenne, un utilisateur du réseau flamand est affecté par une interruption d'électricité une fois tous les 2,6 ans. En 2019, 1 598 signalements de perturbations de la tension ont été enregistrés, dont 1 568 ont été traités par les gestionnaires de réseaux de distribution par une mesure sur place. Au total, on compte 47 signalements justifiés (3%). Le nombre justifié de signalements suit la tendance à la baisse de ces dernières années et était en 2019 le plus faible des dix dernières années. Pour les problèmes de tension signalés justifiés, le gestionnaire de réseau a dû procéder à des adaptations pour résoudre le problème. La plus grande partie des signalements concerne des niveaux de tension incorrects, généralement causés par l'injection simultanée d'installations PV.

L'introduction du compteur numérique sera un bon outil, tant pour le gestionnaire de réseau que pour l'utilisateur du réseau, pour avoir une meilleure idée de la qualité de la tension fournie. Bien qu'il ne soit pas encore problématique, le maintien d'une bonne qualité de tension deviendra un défi majeur dans les années à venir en raison de l'augmentation de la production décentralisée et du nombre de consommateurs d'électricité supplémentaires (pompes à chaleur et véhicules électriques).

### 2.2.2.3. Région wallonne

En concertation avec la CWaPE, les GRDs établissent chacun un plan d'adaptation du réseau dont ils assument respectivement la gestion, en vue d'assurer la continuité d'approvisionnement, la sécurité et le développement de ce réseau dans des conditions socialement, techniquement et économiquement raisonnables. Le contenu de ce plan a été décrit dans les précédents rapports. Aucune évolution législative n'est à signaler pour 2020 dans cette matière.

La CWaPE reçoit également, une fois par an et en annexe du plan d'adaptation, un rapport sur la qualité des prestations des GRDs. Les données communiquées dans ce rapport font l'objet d'une analyse et sont ensuite discutées lors d'une réunion de travail CWaPE-GRD, dans le cadre de l'analyse des plans d'adaptation.

La CWaPE a réalisé et finalisé en 2019 un audit approfondi de ces rapports qualité, destiné à évaluer et sécuriser les processus de manière à valider les contenus (démarche de certification) : interprétation des définitions, exactitude et exhaustivité des données. Cet audit devrait également permettre d'évaluer les indicateurs les plus pertinents sur lesquels développer des KPI.

L'audit s'est déroulé en deux temps :

- un audit « SYSTÈME » qui a consisté en l'analyse des procédures et autres documents de travail (formulaire, documents méthode, règlements, ...) propres à chaque GRD afin d'en vérifier la conformité par rapport à la législation et le respect des lignes directrices. Cette analyse a débuté en 2018 et s'est terminée dans le courant du premier semestre 2019;
- un audit « PROCESSUS » qui a résidé dans le contrôle de l'application des procédures in situ, notamment par la discussion avec les personnes responsables de chaque étape des processus et le contrôle de cas pratiques. Cet audit a été réalisé dans le second semestre 2019.
- Un rapport reprenant notamment les conclusions de l'audit a été transmis aux GRDs en avril 2020. Ce rapport est disponible sur le site de la CWaPE<sup>41</sup>. Ce rapport a ensuite donné lieu à un processus de concertation avec les GRD électricité, en vue d'actualiser les lignes directrices relatives au rapport qualité qui seront mises en œuvre dès l'année 2022, un temps d'adaptation ayant été convenu avec les GRD en vue de leur appropriation, sur base d'un plan d'action soumis individuellement par chaque GRD et validé par la CWaPE.

### 2.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Les GRDs sont tenus de remettre chaque année un rapport sur la qualité de leurs services à BRUGEL. Ces rapports constituent un des éléments importants pris en considération dans le cadre de l'analyse des plans d'investissements puisqu'ils permettent d'identifier des problèmes ponctuels ou structurels des réseaux concernés. La qualité d'alimentation est suivie sous deux principaux axes : la continuité de l'alimentation (liée aux interruptions) et la qualité de la fourniture (liée à la qualité de la tension ou de la pression du gaz) et évaluée sur base du nombre de plaintes introduites par les utilisateurs auprès de SIBELGA/ELIA.

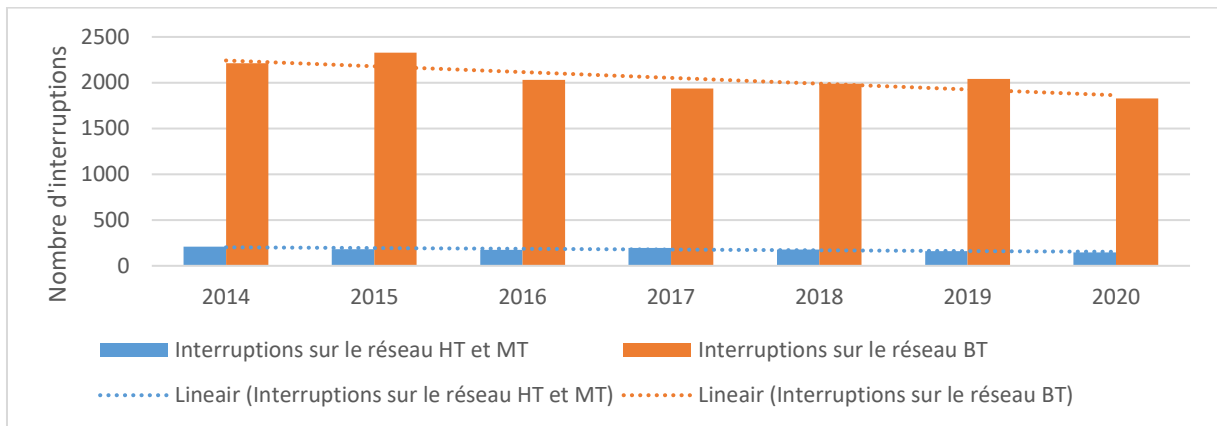
Sur base de ces rapports, BRUGEL a publié en 2020 un rapport relatif à la qualité de service du GRD pour l'année 2019<sup>42</sup>. Cette amélioration est notamment visible à travers l'évolution du nombre d'interruptions non planifiées qui se produisent annuellement sur le réseau.

---

<sup>41</sup> CD-20d23-CWaPE-0072 du 24 avril 2020

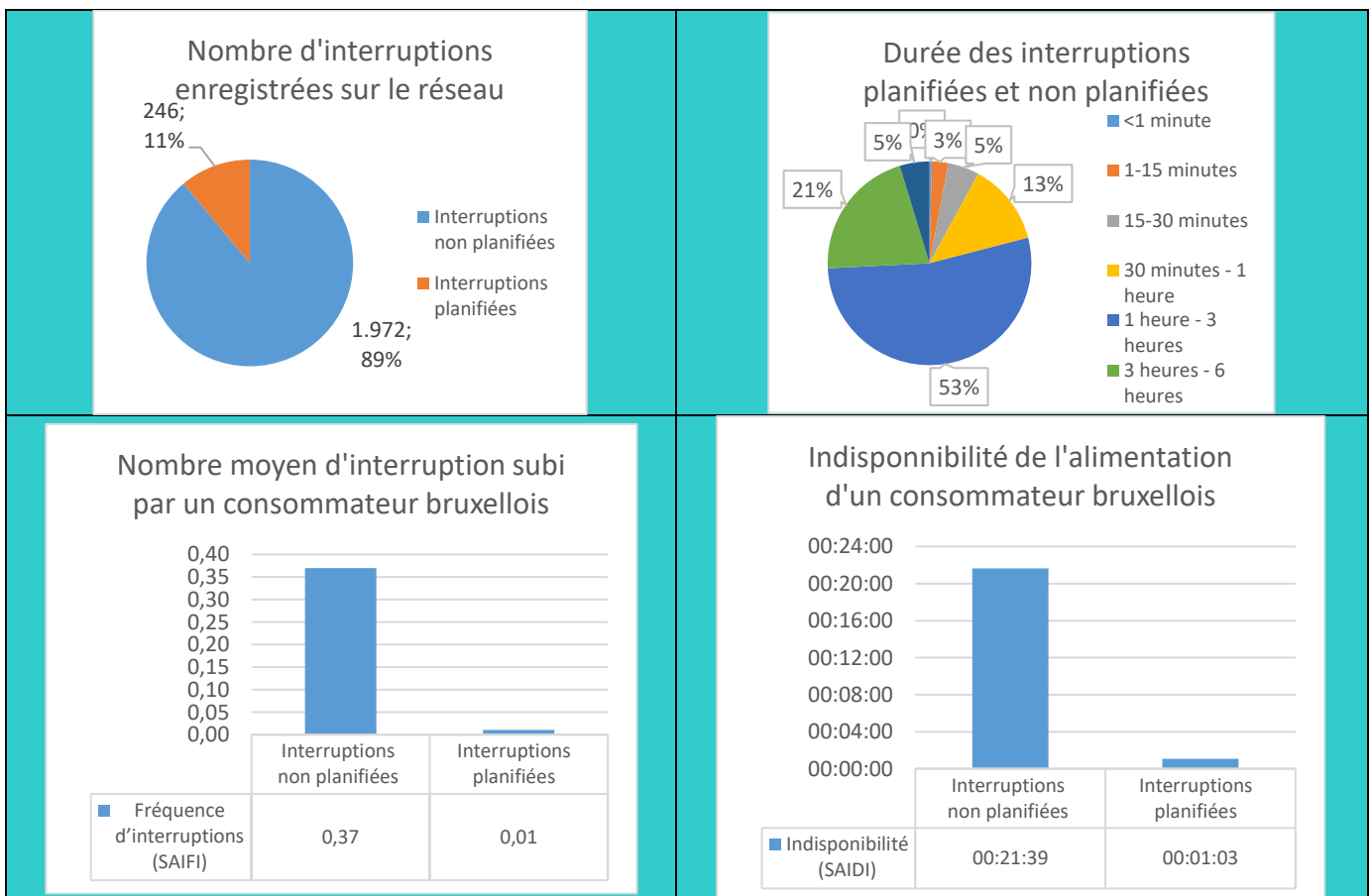
<sup>42</sup> Avis 303 : <https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2020/fr/AVIS-303-QUALITE-SERVICES-Sibelga-2019.pdf>

Figure 2 : Evolution du nombre d'interruptions non planifiées 2014-2020



En 2020, il ressort que 1.972 interruptions non planifiées de l'alimentation électrique ont été enregistrées à Bruxelles, ce qui correspond à une **moyenne de 5,4 interruptions non planifiées par jour**. Comme l'indique la figure précédente, ces interruptions ont principalement pour origine des incidents survenus sur le réseau BT de SIBELGA et dans une moindre mesure sur les réseaux HT (ELIA), MT (SIBELGA). Les principales statistiques reflétant la **qualité d'alimentation des consommateurs bruxellois en 2020** sont illustrées dans la figure ci-dessous :

Figure 3 : Statistiques relatives à la qualité d'alimentation électrique des consommateurs en 2020



La figure 3 permet également d'observer que les causes des interruptions des consommateurs bruxellois sont principalement causées par des interruptions non planifiées. En 2020, en raison d'interruptions non planifiées, **un consommateur bruxellois a, en moyenne, été privé d'électricité pendant 21 minutes et 39 secondes** et a subi **0,37 interruption** durant l'année.

### **2.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer les raccordements et réparations**

#### **2.2.3.1. Niveau fédéral**

*Raccordements :*

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2018, page 21/185.

*Réparations :*

Pour 2020 aucune donnée n'est disponible.

#### **2.2.3.2. Région flamande**

*Raccordements :*

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants<sup>43</sup>:

- *raccordement 'simple'* (basse tension, < 25 kVA (ou > 25 kVA dans le cas le GRD juge qu'un renforcement/extension du réseau n'est pas nécessaire), sans ou avec injection < 400 VA) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours calendrier à partir de la date du paiement du montant de l'offre de raccordement ;
- *raccordement 'pas simple'*: le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans un délai de 18 semaines, pour des connexions jusqu'à 5 MVA. Seulement dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation, le gestionnaire de réseau peut dévier de ces délais. Le raccordement des installations CHP ou RES-e ne peut pas dépasser 24 mois, sauf dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation ;
- *raccordement au réseau de transport local d'électricité*: délai indiqué dans le contrat de raccordement.

En 2019, 31 plaintes traitées ont été jugées justifiées (83 en 2018). Des informations détaillées figurent dans le rapport sur la qualité du service et la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et du gestionnaire du réseau local de transport d'électricité en Région flamande en 2019<sup>44</sup>.

*Réparations :*

En 2018, 11 plaintes ont été reçues pour ne pas avoir commencé dans les temps des travaux de réparation visant à résoudre une panne sur le réseau de distribution ou le raccordement (2 heures après la notification). Dans ce cas également, les informations relatives à l'année 2019 seront disponibles dans le rapport qualité 2019, qui ne sera publié qu'à l'été 2020 sur le site Internet du VREG.

---

<sup>43</sup> Règlement technique, Article 2.2.39.

<sup>44</sup> <https://www.vreg.be/sites/default/files/document/rapp-2020-18.pdf>



### 2.2.3.3. Région wallonne

#### *Raccordements :*

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants<sup>45</sup> :

- pour le raccordement des clients résidentiels : sauf convention contraire, 30 jours calendrier à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement. Le délai est suspendu pendant la période entre la demande et la réception des permis et autorisations requis ;
- pour les autres clients de la basse tension : délai mentionné dans le courrier adressé par le gestionnaire de réseau au client, et reprenant les conditions techniques et financières du raccordement.

En ce qui concerne les retards de raccordement, 18 demandes d'indemnisation ont été introduites dans ce cadre auprès des GRD d'électricité en 2020. Dans seulement 3 dossiers, les GRD ont reconnu avoir procédé tardivement au raccordement et ont versé des indemnisations pour un montant total de 2.296,76 EUR, dont la totalité versée par RESA, ORES Namur et ORES Hainaut. Neuf autres demandes étaient toujours en cours de traitement au moment du *reporting* et pourraient donner lieu à une indemnisation.

#### *Réparations :*

En ce qui concerne les réparations, les GRD disposent de 2 heures pour être sur place et ensuite 4 heures pour procéder à la réparation. S'ils estiment ne pas pouvoir réparer endéans ce dernier délai et sauf impossibilité technique, une alimentation provisoire doit être opérée dans le même délai.

Dans le cadre des rapports annuels qualité déjà évoqués ci-avant, le dépassement de ces délais, de même que les performances en termes de service sont également monitorés par la CWaPE.

En ce qui concerne des interruptions de fourniture non-planifiées de plus de six heures consécutives, les rapports des GRD relatifs à l'année 2020 ne sont pas encore disponibles. Des statistiques à ce sujet mais aussi au sujet des indicateurs qualité en général seront publiées dans le courant du second semestre de 2021.

### 2.2.3.4. Région de Bruxelles-Capitale

#### *Raccordements :*

En matière d'électricité, les délais de raccordement sont les suivants :

- pour le raccordement à la haute tension<sup>46</sup> : une demande de raccordement à la haute tension est précédée d'une étude de détail. L'étude de détail peut être, à la demande du demandeur, précédée d'une étude d'orientation. L'étude d'orientation a pour but d'établir un avant-projet de raccordement à la haute tension. L'étude de détail a pour but d'établir un projet de raccordement à la haute tension. Ce projet de raccordement reprend les modalités et les délais de réalisation du raccordement avec indication des hypothèses prises en considération, notamment les délais nécessaires à l'obtention des

---

<sup>45</sup> Article 25 *quater* du Décret du 12 avril 2001.

<sup>46</sup> Article 94 du règlement technique électricité

permis ou autorisations auprès des autorités compétentes ou aux éventuelles adaptations à apporter au réseau de distribution ;

- pour le raccordement des clients résidentiels à la basse tension<sup>47</sup> : 20 jours calendrier à partir de la date de réception du paiement du montant de l'offre de raccordement.

Si la capacité de raccordement demandée est supérieure à 56 kVA, ou si le GRD estime qu'un raccordement en basse tension n'est envisageable que moyennant extension ou renforcement du réseau de distribution, la procédure de l'étude d'orientation est la même que celle prévue dans la procédure de raccordement en haute tension.

#### *Réparations :*

En cas d'interruption non planifiée de l'alimentation du réseau de distribution ou du raccordement, les services du GRD doivent être sur les lieux de la coupure avec les moyens appropriés dans les deux heures qui suivent l'appel de l'utilisateur du réseau de distribution pour commencer les travaux de réparation qui conduisent au rétablissement de l'alimentation.

Sauf cas de force majeure, impossibilité technique ou circonstances exceptionnelles (tempêtes, violents orages, chutes de neige importantes...), s'il constate que la réparation nécessitera plus de quatre heures, le GRD prend ses dispositions pour rétablir l'alimentation du réseau par tout moyen de production provisoire qu'il jugera utile, de préférence à partir de la cabine.

Dans le cadre de ses missions de contrôle, BRUGEL est attentive au suivi des incidents qui se produisent sur les réseaux d'électricité et de gaz. Lorsqu'un incident « important » se produit sur ces réseaux, BRUGEL demande systématiquement un rapport d'explication au gestionnaire de réseau concerné.

#### *Indemnisation :*

L'année 2020 a été marquée par le dépôt de 183 plaintes reçues et clôturées (172 demandes d'indemnisation pour l'électricité

Le tableau ci-dessous reprend les plaintes reçues par motif de dépôt de plainte.

Tableau 4 : Plaintes enregistrées (électricité)

Matière	Raison	Nombre de plaintes	Plainte fondées	Plaintes non fondées/tiers responsables/hors délai
Electricité :				
	interruption de plus de 6 heures	67	36	31
	absence de fourniture suite à une erreur administrative	17	4	13

<sup>47</sup> Article 116 du règlement technique

	retard dans les délais de raccordement	3	1	2
	dommage suite à une faute du GRD	80	19	61
	demande transférée par le fournisseur au GRD	5	0	5

Sur les 172 plaintes totales enregistrées pour l'électricité, 92 ont été considérées comme étant fondées et ont donné lieu à une indemnisation.

#### 2.2.4. Monitoring des mesures de sauvegarde

##### *Réserve stratégique :*

Par arrêté ministériel du 8 janvier 2020 (Moniteur belge du 20 janvier 2020), la ministre de l'Énergie a donné instruction au gestionnaire du réseau de transport Elia de constituer une réserve stratégique pour un volume de 0 MW pour une période d'un an à partir du 1er novembre 2020. Comme la loi le prescrit, Elia a soumis à l'approbation de la CREG les règles de fonctionnement de la réserve stratégique pour la période hivernale 2020-2021. La CREG a organisé une consultation publique relative à la proposition de règles de fonctionnement et à son projet de décision. Dans sa décision, la CREG rejette la proposition de règles de fonctionnement d'Elia.

Toutefois, vu qu'aucun volume de réserve stratégique ne sera constitué pour la période hivernale 2020-2021, la CREG a demandé à Elia de tenir compte des remarques formulées dans la décision lors de la soumission de la proposition de règles de fonctionnement applicables à partir du 1er novembre 2021<sup>48</sup>. Pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », il s'élève, en 2020, à 0 €/MWh, prélevé net. Par sa décision du 3 décembre 2020, la CREG a approuvé la proposition adaptée d'Elia concernant l'actualisation de ce tarif. Un tarif de 0,0510 €/MWh prélevé net sera applicable à partir du 1er janvier 2021. Il vise également à couvrir les coûts de développement du mécanisme de rémunération de capacité supportés par le gestionnaire du réseau de transport ainsi que le coût de la réalisation de l'étude d'adéquation à dix ans.

##### *Mesures de sauvegarde :*

La Commission européenne a organisé une consultation publique sur le plan de mise en œuvre soumis par la Belgique afin d'introduire un mécanisme de rémunération de la capacité (ci-après, CRM). La CREG a formulé un certain nombre de remarques sur ce plan, notamment sur l'absence d'analyse de l'impact du « *scarcity pricing* » et sur la manière dont la sécurité d'approvisionnement en Belgique a été simulée, en résumant les lacunes précédemment identifiées et en identifiant deux autres lacunes importantes<sup>49</sup>.

<sup>48</sup> Décision (B)2060 du 15 octobre 2020 concernant la proposition de la SA Elia Transmission Belgium relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à compter du 1er novembre 2020.

<sup>49</sup> Note (Z)2050 du 16 janvier 2020 sur la réaction à la consultation organisée par la DG Energie (Commission européenne) sur le plan de réforme du marché belge.

Dans le cadre de l'élaboration de la législation secondaire relative au CRM, la CREG a finalisé sa proposition relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité<sup>50</sup>. Le 17 juin 2020, la CREG a reçu le rapport de consultation d'Elia sur les scénarios, sensibilités et données concernant l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2025-2026. Conformément à l'article 4, § 7 de l'avant-projet d'arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et des paramètres nécessaires pour l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, la CREG a élaboré un projet de proposition de scénario de référence<sup>51</sup>. Ensuite, Elia a organisé fin 2020 une consultation publique sur la méthodologie, les données et scénarios de base pour l'étude qu'elle publiera fin juin 2021 sur l'adéquation et l'estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2022-2032. La CREG a réagi à cette consultation au moyen d'une note dans laquelle elle établit qu'une série d'améliorations importantes doivent encore être apportées pour arriver à une simulation réaliste de l'adéquation<sup>52</sup>.

En outre, comme le prescrit la loi électricité, Elia a soumis à l'approbation de la CREG les règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de la capacité. La CREG a organisé une consultation publique afin d'obtenir les commentaires des acteurs du marché sur la proposition soumise par Elia le 13 novembre 2020. Cette consultation publique se tient jusqu'au 8 janvier 2021. Toujours dans le cadre de l'élaboration de la législation secondaire relative au CRM, le 24 septembre 2020, la CREG a également finalisé, après avoir organisé une consultation publique en juillet 2020, une proposition du coût brut d'un nouvel entrant et du facteur de correction X<sup>53</sup>.

En septembre 2020, la CREG a publié une note explicative sur le mécanisme de rémunération de la rareté afin de répondre aux questions les plus courantes des acteurs du marché<sup>54</sup>. Fin novembre, elle a ensuite publié une étude détaillant les récents développements dans l'implémentation du mécanisme de valorisation de la rareté. Cette étude s'inscrit dans la continuité des études commandées par la CREG en 2016, 2017 et 2019 sur le même sujet. Ces premières études avaient démontré la faisabilité d'un mécanisme reflétant la rareté appliqué à la Belgique, et avaient conduit à la proposition d'un design pour sa mise en œuvre en Belgique basé notamment sur la création de deux marchés en temps réel pour la « *Balancing Capacity* » et de trois « *adders* » : un pour l'énergie en déséquilibre et deux pour la valorisation des réserves au moment du balancing. L'étude présente le contexte légal relatif à l'implémentation de ce mécanisme ainsi que les points importants des résultats des travaux confiés par la CREG à un consultant dans le cadre de l'élaboration du mécanisme. Les articles rédigés par le consultant justifient le design proposé et examinent l'interaction de la mise en œuvre de ce mécanisme avec les pays voisins<sup>55</sup>.

En Belgique, il existe 8 tranches représentant chacune une puissance entre 500 et 750 MW. Cela équivaut à +/- 40 % de la capacité totale du réseau. Le plan de délestage ainsi défini garantit en permanence à la fois, d'une part le volume de puissance délestable nécessaire à tout moment de l'année (en tenant compte de la consommation fluctuante) et d'autre part, une puissance de 5.000 MW pour les pics de consommation durant la période hivernale. Ces valeurs ne prennent pas en

---

<sup>50</sup> Proposition (E)2064 du 24 mars 2020 relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité.

<sup>51</sup> Projet de proposition de scénario de référence, (C)2105 du 10 juillet 2020.

<sup>52</sup> Note (Z)2154 du 30 novembre 2020 en réponse à la consultation publique organisée par Elia sur la méthodologie, les données et scénarios de base pour l'étude d'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2022-2032.

<sup>53</sup> Projets de proposition (C)2086/1 du 17 juillet 2020 et (C)2086/2 du 24 septembre 2020 du coût brut d'un nouvel entrant et du facteur de correction X.

<sup>54</sup> Note (Z)2111 du 10 septembre 2020 sur les questions les plus courantes sur le mécanisme de rémunération de la rareté.

<sup>55</sup> Étude (F)2144 du 19 novembre 2020 relative aux récents développements dans l'implémentation du mécanisme de valorisation de la rareté.

compte la réalimentation des clients prioritaires. Il garantit également le respect d'une série d'obligations légales européennes (ENTSO-E et *Network Codes*).

En 2020, le plan de délestage d'Elia n'a pas été activé.

## **2.2.5. Energie renouvelable : raccordement planifié et réalisé, description des règles et procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité, évolution de la capacité installée offshore et on-shore et de l'électricité verte produite**

### **2.2.5.1. Niveau fédéral**

#### *Raccordement planifié et réalisé :*

L'objectif européen visant une part de 32 % d'énergie renouvelable à l'horizon 2030 s'est traduit par un objectif contraignant de 23,50 % de sources d'énergie renouvelable dans la consommation belge d'énergie, correspondant à 37 % de source d'énergie renouvelable dans la consommation finale belge d'électricité.

En vertu de la loi électricité, la CREG a augmenté la valeur de transfert des installations que Rentel a cédées à Elia dans le cadre du *Modular Offshore Grid* (MOG)<sup>56</sup>.

La CREG collabore également au développement du cadre légal actuel en vue de la mise en place d'un système de mise en concurrence dans le cadre de l'attribution de futures concessions offshore. La CREG participe à la *task force Offshore* (avec des représentants du SPF Économie, de la ministre de l'Énergie et du ministre de la Mer du Nord) pour élaborer le cadre de la deuxième zone offshore.

Comme défini dans la loi électricité, la CREG transmettra les avis et propositions nécessaires portant sur le « *tendering* /appel d'offres » et l'extension du MOG. Ainsi, en 2021, la CREG donnera son avis sur la conception du réseau du MOG II. En 2020, la CREG n'a pas formulé d'avis ou de proposition.

#### *Procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité :*

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique 2017, page 33/152.

#### *Evolution de la capacité installée en énergie éolienne et de l'électricité verte produite :*

La puissance installée totale d'éoliennes offshore a augmenté de 706 MW en 2020, pour atteindre un total de 2 266 MW (contre 1 186 MW en 2019). Cette hausse résulte de la réalisation des parcs éolien de Northwester 2, Mermaid et Seastar. L'évolution de la capacité installée depuis 2009 est illustrée à la figure 4.

En 2020, tous les parcs éoliens offshore ont injecté ensemble 6 853 GWh dans le réseau de transport (contre 4 660 GWh en 2019). La production nette d'électricité (avant transformation) de toutes les éoliennes offshore certifiées s'élevait à 6 967 GWh pour l'année 2020, ce qui représente une augmentation de près de 45,97 % par rapport à la production nette en 2019 (4 773 GWh). Cette hausse est due à la mise en service des parcs éolien de Northwester 2, Mermaid et Seastar. Il y avait aussi plus de vent en 2020. La production nette mensuelle par titulaire de concession domaniale est illustrée à la figure 5. Le *load factor* moyen en 2020 (la production divisée par la capacité installée) varie de minimum 26,3 % en août à maximum 74,7 % en février.

---

<sup>56</sup> Décision (B)2055 du 5 mars 2020 relative à la détermination de la valeur de transfert des installations que Rentel cède à Elia dans le cadre du Modular Offshore Grid : mise à jour des coûts 2019.

La CREG octroie un certificat vert par MWh produit net. Les certificats verts octroyés dans le cadre de la production nette des parcs éoliens offshore C-Power, Belwind, Northwind, Nobelwind, Norther et Rentel représentent un montant de 563 525 049 euros (contre 465 856 785 euros en 2019). Conformément à l'article 14, § 1<sup>er</sup> septies de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, le système d'avances visant à soutenir la production d'électricité verte s'applique aux installations de production des concessions domaniales de Northwester 2, Mermaid et Seastar. En 2020, un montant de 64 498 350 € a été versé à titre d'avances.

En 2020, un montant total de 628 023 399 € a donc été payé pour l'achat de certificats verts et le versement d'avances.

Figure 4 : Évolution de la capacité installée en énergie éolienne offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2020 (Source : CREG)

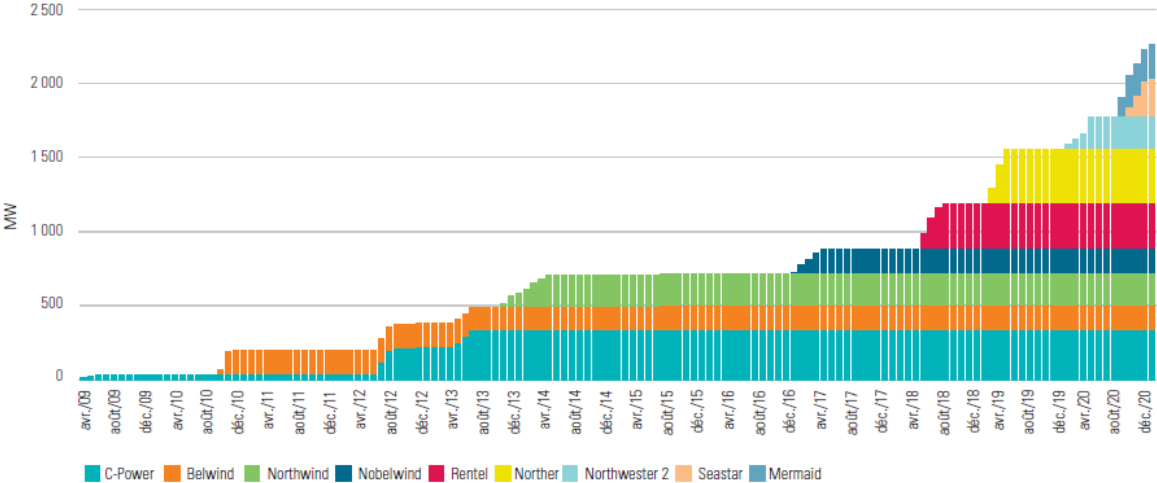
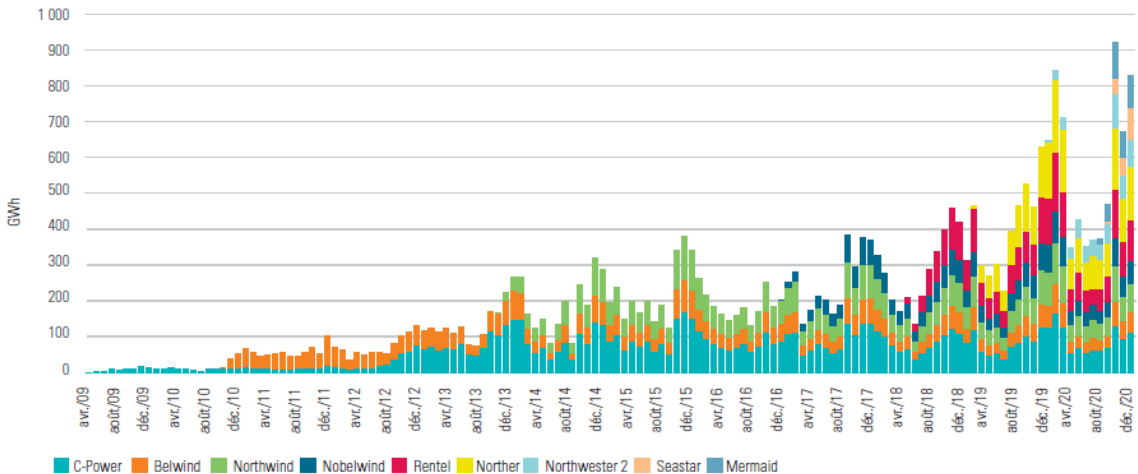


Figure 5 : Production nette d'électricité verte offshore par parc entre avril 2009 et décembre 2020 (Source : CREG)



### 2.2.5.2. Région flamande

#### *Raccordement planifié et réalisé :*

Pour 2020 aucune donnée n'est disponible.

#### *Procédures d'accès au réseau, description des droits de priorité :*

Concernant le raccordement d'électricité, les articles les articles 2.2.29 § 4 et 2.2.34 § 1 du Règlement Technique sur la distribution de l'électricité prescrivent que le GRD doit donner priorité aux applications des nouvelles installations CHP et de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables dans le traitement des applications pour une étude exploratoire et les investigations des applications de raccordement.

Quant à l'accès au réseau, l'article 2.3.19 § 1 du Règlement Technique sur la distribution de l'électricité prescrit que le GRD doit donner la priorité aux installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables en cas de congestion.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

#### *Evolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite :*

Le tableau 5 ci-dessous offre un aperçu de la puissance installée, pour laquelle des certificats verts et/ou des garanties d'origine sont octroyés par technologie.

Tableau 5 : Evolution de puissance installée (en kW) en sources d'énergie renouvelables en Flandre, qui qualifie pour les certificats verts et/ou les garanties d'origine

Source d'énergie	2019	2020
Biomasse	620.127	668.497
Biogaz	149655	199.842
Onshore	1.276.397	1.312.421
Energie hydraulique	5.5553	5.561
Energie solaire	3.249.000	3.678.000
Total	5.300.732	5.864.321

### 2.2.5.3. Région wallonne

Raccordement planifié et réalisé :

Tableau 6 : Raccordements planifiés et réalisés en 2020

<b>New applications for connection received in 2019 (RES-E plants &gt; 10 kVA)</b>	<b>2020</b>
<b>Number</b>	290
<b>Total capacity (MW)</b>	169

*Procédures d'accès au réseau et description des droits de priorité :*

Le cadre législatif en matière d'accès au réseau et de raccordement des installations de production a été adapté par le Décret du 11 avril 2014<sup>57</sup>. Pour un exposé détaillé de ces dispositions, le lecteur est invité à se référer au Rapport National de la Belgique de 2016. En substance, les articles 26, § 2<sup>ter</sup> et 26, § 2<sup>quater</sup> du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité instaurent un régime d'accès flexible pour les unités de production d'électricité raccordées sur les réseaux de distribution et de transport local. Ce régime d'accès flexible intègre – en cas d'activation de la flexibilité par le GRD – un régime de compensation financière au bénéfice des unités de production d'électricité verte de plus de 5 kVA, et ce sous réserve du respect de certaines conditions.

Les travaux débutés en 2015 en vue d'exécuter ces nouvelles dispositions se sont poursuivis en 2016. Ils ont débouché sur l'adoption, par le Gouvernement wallon, de l'arrêté du 10 novembre 2016 relatif à l'analyse coût-bénéfice et aux modalités de calcul et de mise en œuvre de la compensation financière.

*Évolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite :*

Tableau 7 : Connexion de RES-E

	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
<b>Total</b>	153 202	152 907	152 662	143 563	134 601	128 566	125 784

Tableau 8 : Capacité (MW)

<b>Technology</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
<i>Biomass</i>	306	304	304	302	301	274	270
<i>Wind</i>	1043	933	881	824	736	674	630
<i>Hydro</i>	59	48	115	115	115	111	111
<i>Solar</i>	1123	1076	1022	934	849	799	758
<b>Total</b>	<b>2531</b>	<b>2362</b>	<b>2 322</b>	<b>2 175</b>	<b>2 001</b>	<b>1 857</b>	<b>1 770</b>

<sup>57</sup> Articles 25 *decies* et 26 du Décret du 12 avril 2001, tel que modifié par le Décret du 11 avril 2014.



Tableau 9 : Production (GWh)

<b>Technology</b>	<b>2020</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
<i>Biomass</i>	1644	1895	1 567	1 959	1 820	1 258	1 062
<i>Wind</i>	2485	2084	1 711	1 570	1 405	1 512	1 326
<i>Hydro</i>	152	142	246	265	367	327	287
<i>Solar</i>	1169	1076	1 017	835	777	797	725
<b>Total</b>	<b>5450</b>	<b>5197</b>	<b>4 540</b>	<b>4 630</b>	<b>4 368</b>	<b>3 894</b>	<b>3 400</b>

#### 2.2.5.4. Région de Bruxelles-Capitale

*Raccordement planifié et réalisé :*

Tableau 10 : Nombre de nouvelles demandes de raccordement en 2020 (anglais)

<b>Number of new applications for connection in the year (RES-E plants)</b>	
<i>Total capacity (MW)</i>	66,209
<i>Number of connections completed in the year (RES-E plants)</i>	3.682
<i>Total capacity (MW)</i>	66,209
<i>Number of generation plants waiting for connection by 31 Dec 2019 (RES-E plants &gt; 0,4MVA)</i>	0
<i>Total capacity (MW)</i>	0

*Procédures d'accès au réseau et description des droits de priorité :*

Le cadre législatif en matière d'accès au réseau et de raccordement des installations de production est repris dans le règlement technique pour la gestion du réseau de distribution d'électricité en Région de Bruxelles-Capitales.

Le règlement technique indique que les raccordements des unités de production d'électricité répondent, pour les aspects techniques, aux prescriptions techniques de Synergrid C 10/11 et aux prescriptions techniques spécifiques complémentaires pour le raccordement des installations de production décentralisée fonctionnant en parallèle sur le réseau de distribution.

Ainsi, le raccordement au réseau de distribution des installations d'une puissance supérieure à 30 KVA et de celles qui ne sont pas munies d'un système de sectionnement automatique conforme, font l'objet d'une étude par le GRD dans le cadre de l'installation d'un relais de découplage.

Le règlement technique spécifie également que le GRD donne la priorité, dans la mesure du possible compte tenu de la continuité d'approvisionnement nécessaire, une priorité aux demandes relatives à des installations de production d'électricité verte.

Evolution de la capacité installée en énergie renouvelable et de l'électricité verte produite :

Tableau 11: Evolution de la puissance installée cumulée (en MW) en sources d'énergies renouvelables en RBC

Source d'énergie	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Biogaz	1,1	1,1	1,1	3,104	3,104	3,739
Huile de colza	1,642	1,642	1,567	1,507	1,427	1,307
Photovoltaïque	52,852	58,084	67,251	91,351	130,699	195,988
Déchets municipaux	51	51	51	51	51	51
<b>Total</b>	<b>106,597</b>	<b>111,829</b>	<b>120,920</b>	<b>146,964</b>	<b>186,233</b>	<b>252,047</b>

Pour le moment, seules deux éoliennes d'une puissance totale de 12,4 kW sont installées à Bruxelles et certifiées par BRUGEL.

Infrastructure indicators	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Maximum electricity daily consumption (TWh/day).	0,27	0,27	0,27	0,26	0,27	0,26
Number of TSOs	1	1	1	1	1	1
Extension of TSO grid (km)	+20	+63	-34	+44	+345	+115
Number of DSOs	27	21	26	20	16	16
Extension of DSO grid (km)	+521	-1827	+1870	+1867	+1723,5	+1226,373

## 2.3. TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

### 2.3.1. Tarifs de transport (ELIA)

Méthodologie tarifaire :

Période régulatoire 2020-2023 :

La CREG a approuvé l'arrêté définitif fixant la méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2020-2023 le 28 juin 2018<sup>58</sup>.

L'annexe 3 de la méthodologie tarifaire contient le cadre régulatoire tarifaire spécifique applicable à l'interconnexion Nemo qui relie la Belgique à la Grande-Bretagne, ledit mécanisme de « cap & floor ». Cette annexe 3 prévoit que les niveaux du revenu minimum autorisé (« floor ») et du revenu maximum

<sup>58</sup> Par arrêt du 9 janvier 2019 (2018/AR/1328), la Cour des marchés a rejeté le recours introduit par Elia System Operator contre la méthodologie tarifaire 2020-2023 (plus précisément contre un critère de raisonabilité repris à l'article 30, h), 6) relatif au financement des activités non régulées). La Cour affirme clairement que « la CREG n'ajoute pas un critère nouveau autre que le fait de paraphraser le texte de la loi », qui interdit déjà les subsides croisés entre activités régulées et non régulées. La Cour continue en affirmant que « la disposition litigieuse est suffisamment précise pour que l'on puisse comprendre son objet et ses effets avec un degré de certitude suffisant, alors que la méthodologie tarifaire, quant à elle, est exhaustive, transparente et prévisible ». Elle affirme également que « la disposition litigieuse ne crée aucune subsidiation croisée au profit de l'activité régulée », mais qu'elle « veille au contraire à éviter et à exclure une subsidiation croisée ». Enfin, la Cour affirme que « la décision tend à protéger la solvabilité d'Elia et [à] éviter le risque qu'Elia subisse des effets négatifs dans le cadre son activité régulée par le fait d'investissements imprudents dans le cadre de son activité non régulée ».

autorisé (« cap ») sont des montants réels qui sont constants au cours de la période de vingt-cinq années et sont fixés conjointement par la CREG et le régulateur britannique OFGEM. Après analyse du dossier introduit par l'entreprise Nemo Link, la CREG et OFGEM ont décidé de fixer le « floor » à 43 871 700 GBP/an et le « cap » à 77 002 297 GBP/an (en prix 2013/2014)<sup>59</sup>.

Le 17 juillet 2020, la CREG a également pris une décision sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2021 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire. Globalement, il s'agit d'une décision d'approbation mais qui apporte certaines adaptations à la proposition d'Elia, suite notamment aux remarques formulées lors de la consultation publique. La décision reprend la description complète des objectifs à atteindre par Elia dans le cadre de l'incitant en 2021<sup>60</sup>.

Enfin, en application de l'article 26, § 2 de la méthodologie tarifaire 2020-2023, la CREG a pris une décision sur la mise à jour de la proposition de plan de recherche et développement d'Elia pour la période 2020-2023. La structure et le contenu du plan ont significativement été améliorés. Certains projets de la version initiale du plan qui avaient été refusés sont maintenant retenus. La plupart des nouveaux projets ont également été retenus par la CREG. Elia a la possibilité de soumettre une nouvelle version de son plan chaque année de la période régulatoire, au plus tard le 1er juillet<sup>61</sup>.

#### *Evolution des tarifs :*

Comme détaillé dans notre rapport annuel 2019, le 7 novembre 2019, la CREG a approuvé la proposition tarifaire adaptée d'Elia pour la période régulatoire 2020-2023. Globalement, par rapport aux tarifs de transport en vigueur en 2019, la baisse des tarifs s'est élevée à -2,1 % en 2020 et s'élèvera à -1,9 % en 2021, -1,1 % en 2022 et -1 % en 2023.

En 2020, la CREG a approuvé la proposition tarifaire actualisée d'Elia relative aux tarifs pour obligations de service public (OSP) applicables à partir du 1er janvier 2021. Par rapport à 2020, les tarifs OSP en Flandre augmentent significativement tandis qu'ils restent globalement stables dans les autres régions. Par ailleurs, le tarif pour la réserve stratégique est réintroduit à partir de 2021<sup>62</sup>.

Le tarif pour l'obligation de service public pour le financement des certificats verts fédéraux a fait l'objet d'une proposition de la CREG qui a été communiquée à la Ministre de l'Énergie.

#### *Surcharge Offshore :*

En application de l'article 14<sup>sexies</sup> de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, sur proposition de la CREG<sup>63</sup>, un arrêté ministériel du 9 décembre 2020 (Moniteur belge du 15

---

<sup>59</sup> Décision (B)658E/66 du 5 mars 2020 relative au revenu minimum autorisé (« floor ») et au revenu maximum autorisé (« cap ») applicable à l'interconnexion Nemo.

<sup>60</sup> Décision (B)658E/68 du 17 juillet 2020 sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2021 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire.

<sup>61</sup> Décision (B)658E/69 du 17 décembre 2020 sur la mise à jour du plan de recherche et développement de la SA Elia Transmission Belgium pour la période régulatoire 2020-2023 dans le cadre de l'incitant à l'innovation visé à l'article 26, § 2 de la méthodologie tarifaire.

<sup>62</sup> Décision (B)658E/71 du 3 décembre 2020 sur la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée introduite par la SA Elia Transmission Belgium relative aux tarifs pour les obligations de service public et aux taxes et surcharges, d'application à partir du 1er janvier 2021.

<sup>63</sup> Proposition (C)2138 du 19 novembre 2020 sur le calcul de la surcharge destinée à compenser le coût réel net supporté par le gestionnaire du réseau résultant de l'obligation d'achat et de vente des certificats verts en 2021.

décembre 2020) a fixé la valeur pour 2021 de la surcharge offshore (ou « tarif pour obligations de service public pour le financement des certificats verts fédéraux ») à 11,6852 €/MWh, soit une hausse de 29,63 % par rapport à celle appliquée en 2020. Cette augmentation résulte de la pleine disponibilité, pour la première année, de la première zone offshore (2,2 GW) et de la baisse de la consommation nette d'énergie.

#### *Soldes :*

La méthodologie tarifaire prévoit que le gestionnaire du réseau de transport soumette chaque année à l'approbation de la CREG un rapport tarifaire relatif à l'année écoulée. Les différentes corrections apportées à la demande de la CREG par Elia dans son rapport tarifaire adapté 2019 ont entraîné une augmentation de 3 591 963 € de la dette du gestionnaire du réseau envers les futurs tarifs. Le 2 juillet 2020, la CREG a approuvé le rapport tarifaire 2019 adapté soumis par Elia<sup>64</sup>.

La CREG décide d'approuver le solde d'exploitation rapporté le 8 juin 2020 pour les activités de gestionnaire du réseau durant l'année 2019, qui s'élève à 131.500.537 € et a le caractère d'une dette du gestionnaire du réseau envers les futurs tarifs.

La CREG décide de rejeter le solde rapporté pour 2019 pour l'OSP réserve stratégique. Celui-ci doit être augmenté au bénéfice des utilisateurs du réseau, pour arriver à un total de 5.557.117 €, qui a le caractère d'une dette du gestionnaire du réseau envers les futurs tarifs. La CREG décide d'approuver les soldes relatifs aux autres obligations de service public et surcharges.

#### *Plaintes et jurisprudence:*

En 2020, la CREG n'a reçu aucune plainte concernant une décision sur les méthodes ou tarifs prise en vertu de la loi électricité.

Aucune procédure devant la Cour des marchés n'a été introduite en 2020 contre une décision de la CREG concernant les tarifs ou la méthodologie approuvée par la CREG.

## **2.3.2. Tarif de distribution**

### *2.3.2.1. Niveau fédéral*

#### *Evolution tarif de distribution :*

Dans son étude annuelle sur les composantes des prix d'électricité et de gaz naturel<sup>65</sup>, la CREG a analysé l'évolution des tarifs de distribution.

Pour les clients résidentiels, par rapport à 2007, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 68,58 % plus élevé en 2020. 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 + 120,65 % (+ 51,44 €/MWh). 74,16 % de cette augmentation est imputable à la hausse du tarif des obligations de service public.

---

<sup>64</sup> Décision (B)658E/67 du 2 juillet 2020 relative à la demande d'approbation du rapport tarifaire introduit par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité et incluant les soldes concernant l'exercice d'exploitation 2019.

<sup>65</sup> Étude (F)2223 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

L'augmentation est moins forte à Bruxelles et en Wallonie : + 30,58 % (12,33 €/MWh) à Bruxelles et + 52,80 % (+ 22,99 €/MWh) en Wallonie. Cette augmentation est imputable au tarif obligations de service public à raison de + 40,13 % à Bruxelles et de + 38,89 % en Wallonie. La part du tarif des obligations de service public s'élève en 2020 à 48,36 % en Flandre, à 21,60 % à Bruxelles et à 15,27 % 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.

Pour les clients professionnels, le tarif de réseau de distribution est, en moyenne (pour toute la Belgique), 14,31 % plus élevé en 2020. 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 augmenté en moyenne de + 5,86 % (+ 1,31 €/MWh). 1.264,04 % de cette augmentation est imputable à la hausse du tarif des obligations de service public. A Bruxelles, la hausse est de + 7,12 % (2,42 €/MWh), tandis qu'en Wallonie, l'augmentation est plus importante, à savoir de + 30,80 % (+ 8,08 €/MWh). À Bruxelles, 82,31 % et en Wallonie 10,61 % de cette augmentation est imputable au tarif pour les obligations de service public. La part du tarif des obligations de service public s'élève en 2020 à 21,68 % en Flandre, à 5,47 % à Bruxelles et à 2,50 % en Wallonie.

### 2.3.2.2. Région flamande

#### *Méthodologie tarifaire :*

Le 13 août 2020, la VREG a décidé de la méthodologie tarifaire pour la période régulatoire 2021-2024.

La méthodologie tarifaire détermine, via le revenu autorisé, comment les gestionnaires de réseau de distribution sont rémunérés et encouragés à fonctionner efficacement. La structure tarifaire détermine également la manière dont le revenu autorisé est facturé aux différents utilisateurs du réseau. La méthodologie tarifaire comprend également les règles et les rapports que les gestionnaires de réseaux de distribution doivent suivre pour fixer les tarifs de distribution.

Les principaux changements par rapport à la méthodologie tarifaire 2017-2020 sont :

- l'indemnité normative pour le coût de financement (WACC) pour les investissements en actifs fixes régulés et pour le capital d'exploitation net est fixé à 3,5 % pour la période régulatoire.
- l'indemnité pour le coût de financement pour les valeurs de réévaluation des actifs fixes régulés diminue progressivement de 3,5 % en 2021 à 7/8<sup>e</sup> du WACC en 2022, 6/8<sup>e</sup> en 2023 et 5/8<sup>e</sup> en 2024.
- l'introduction d'un déplacement de la frontière constitue un incitant supplémentaire à l'efficacité pour les gestionnaires de réseaux de distribution. Le déplacement de la frontière est l'amélioration de la productivité que les entreprises les plus efficaces ou les plus performantes peuvent réaliser. L'évolution des coûts du réseau est comparée avec ceux de secteurs représentatifs compétitifs. Au cours de la période régulatoire 2021-2024, une amélioration de la productivité de 0,4 % par an est fixée pour les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel. Aucune amélioration supplémentaire de la productivité n'est requise pour les gestionnaires de réseaux d'électricité.
- les économies imposées aux gestionnaires de réseaux de distribution d'ici 2024 dans le cadre de la fusion de leurs sociétés d'exploitation en 2018 ont été conservées.

- en raison du défi de la transition énergétique et de la nécessité sociale pour les gestionnaires de réseaux de distribution d'y répondre de manière efficace et conviviale, la VREG prévoit la possibilité d'imposer des incitants financiers spécifiques supplémentaires aux gestionnaires de réseaux de distribution au cours de la période régulatoire 2021-2024. Le cadre à cet effet est défini dans la méthodologie tarifaire.
- à partir de 2022, les coûts du réseau seront en grande partie facturés aux utilisateurs du réseau de distribution sur la base de la capacité.

Actuellement, les tarifs du réseau de distribution pour les ménages et les petites entreprises raccordés au réseau basse tension sont facturés uniquement et entièrement sur la base des kWh consommés. A partir de 2022, la composante « coûts de réseau » sera en grande partie facturée sur la base du « pic mensuel moyen » (kW). Celui-ci est calculé mensuellement comme la moyenne des 12 derniers « pics mensuels ». Le pic mensuel est la puissance quart-horaire la plus élevée (ou « puissance de pointe ») au cours d'un mois. Un minimum de 2,5 kW par mois est applicable. Cela signifie que chacun paiera une contribution annuelle minimale aux coûts du réseau.

Pour les entreprises raccordées aux niveaux de tension supérieurs, à partir de 2022, la moitié des coûts du réseau sera facturée sur la base de la « capacité d'accès » (kVA), l'autre moitié sur la base du pic mensuel passé (kW). La capacité d'accès est fixée à l'avance par l'entreprise. L'entreprise « réserve » ainsi sa capacité de réseau maximale requise pour l'année à venir. Le pic mensuel est la puissance quart-horaire la plus élevée (ou « puissance de pointe ») que l'entreprise utilise au cours d'un mois. Lorsque le pic mensuel dépasse la capacité d'accès, l'entreprise paie un tarif dissuasif sur le surplus.

Le tarif de capacité s'applique uniquement aux coûts de réseau qui sont effectivement liés à la construction et à l'entretien des réseaux de distribution d'électricité. Les coûts des obligations de service public, les surtaxes et les autres coûts de transport continuent d'être facturés sur la base des kWh consommés.

La VREG introduit le tarif de capacité afin que les nouveaux tarifs du réseau de distribution reflètent mieux les coûts d'utilisation du réseau de distribution d'électricité et que ces coûts soient répartis plus équitablement entre les différents utilisateurs du réseau. A l'avenir, l'augmentation de la part d'énergie renouvelable locale, du nombre de véhicules électriques et de pompes à chaleur aura pour conséquence que les réseaux de distribution seront utilisés davantage et différemment et seront exposés à des pics de charge plus importants et simultanés. Ces pics de charge pourraient obliger les gestionnaires de réseaux de distribution à réaliser de lourds investissements pour maintenir la fiabilité du réseau. Cela pourrait entraîner une forte hausse des tarifs des réseaux de distribution. Pour éviter cela, nous souhaitons faire prendre conscience aux ménages et aux entreprises que les pics de consommation peuvent entraîner des coûts supplémentaires pour le réseau et les inciter à utiliser le réseau de manière efficace. De cette manière, le réseau reste abordable pour tous.

Le 11 décembre 2020, nous avons décidé d'apporter deux modifications à la méthodologie tarifaire 2021-2024 :

- dans les tarifs de réseaux de distribution de l'électricité, une réduction est historiquement accordée sur la composante tarifaire des obligations de service public pour la consommation nuit exclusif. Nous avons décidé de diminuer de cette réduction sur une période de huit ans, et non plus sur une période de quatre ans, comme prévu initialement. Par cette nouvelle diminution progressive, plus lente, la réduction pour les clients nuit exclusif disparaîtra à partir de 2028.
- la réglementation prévoit que le gestionnaire de réseau doit prendre en charge une partie des coûts d'un nouveau raccordement au gaz naturel (tarifs de réseaux de distribution non périodiques). Sur la base de nouveaux calculs effectués par Fluvius, il apparaît qu'une telle intervention ne peut plus être justifiée pour les raccordements résidentiels. Concrètement,

cela signifie que Fluvius n'accordera plus de réduction s'il n'y a pas encore de gazoduc ou si des adaptations doivent d'abord être apportées à la conduite de gaz. Pour les raccordements non résidentiels, la réduction au client sera limitée à 19 mètres de la conduite de gaz. Nous avons décidé d'inclure ces nouvelles valeurs dans la méthodologie tarifaire.

### Evolution des tarifs :

Basés sur leurs plafonds de revenus, les GRDs ont soumis leurs propositions tarifaires pour 2020. Après une vérification détaillée, le VREG a approuvé le 15 décembre 2019 les tarifs de distribution pour 2020.

### Tableau 12 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/01/2020-27/01/2020).

Netwerktarieven en heffingen van toepassing op de residenciële elektriciteitsklanten aangesloten op het laagspanningsnet zonder piekmetering

Elektriciteit Vanaf 01.01.20 t.e.m. 27.01.20	Netwerktarieven, BTW incl.					Heffingen, BTW incl.			
	(21%) Distributie (c€/kWh)				(21%) Huur meter (€/jaar)	(21%) Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	(21%) Energiebijdrage <sup>2</sup> (c€/kWh)	(0%) Federale bijdrage <sup>2,3</sup> (c€/kWh)	(0%) Energieheffing <sup>4</sup> (€/jaar)
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) <sup>5</sup>	11,82	11,82	9,01	4,34	5,17	2,50	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) <sup>6</sup>	12,02	12,02	8,97	3,04	4,62	2,21	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) <sup>7</sup>	12,91	12,91	9,08	3,16	4,62	1,93	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS LIMBURG (EX-IVEKA) <sup>7</sup>	10,85	10,85	8,91	3,89	5,17	2,17	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS WEST	10,54	10,54	8,37	3,70	5,17	2,23	0,23306	0,31805	5,16
GASELWEST	16,59	16,59	11,05	3,75	4,62	2,28	0,23306	0,31805	5,16
IMEWO	12,98	12,98	8,53	2,99	4,62	2,29	0,23306	0,31805	5,16
INTERGEM	10,76	10,76	6,90	2,51	4,62	2,19	0,23306	0,31805	5,16
IVEKA <sup>8</sup>	12,91	12,91	9,08	3,16	4,62	1,93	0,23306	0,31805	5,16
IVEKA (EX-IVEG) <sup>9</sup>	11,82	11,82	9,01	4,34	5,17	2,50	0,23306	0,31805	5,16
IVERLEK	13,41	13,41	9,09	3,13	4,62	2,14	0,23306	0,31805	5,16
PBE	13,44	13,44	10,14	5,47	5,17	2,25	0,23306	0,31805	5,16
SIBELGAS	15,02	15,02	10,79	3,92	4,62	2,41	0,23306	0,31805	5,16

<sup>1</sup> Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

<sup>2</sup> Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

<sup>3</sup> De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissiebeheerder aan de distributiebeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §§3 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

<sup>4</sup> Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid (Het Energiedecreet) (Titel XIV, Hoofdstuk I)

<sup>5</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boechout, Essen, Hemiksem, Merksplas, Niel, Nijlen en Zelzate, evenals op het grondgebied van de gemeente Kapellen met uitzondering van de wijk Hoogboom en tevens op een gedeelte van het grondgebied van Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660), de wijk Kiel (postcode 2020) en het havengebied 'rechteroever', 'petroleum instellingen zuid' en 'het gebied tussen Havenweg en Schijns'.

<sup>6</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Mortsel en Zwijndrecht, de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht, Borgerhout, Deurne, Ekeren, Merksem, Wilrijk en Zandvliet van de stad Antwerpen en de wijk Hoogboom van de gemeente Kapellen.

<sup>7</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boom, Borsbeek, Brecht, Edgem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten, Stabroek en Wijnegem.

<sup>8</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Arendonk, Baarle-Hertog, Balen, Beerse, Dessel, Geel, Grobbendonk, Herentals, Herenthout, Hoogstraten, Kalmthout, Kasterlee, Lille, Malte, Meerhout, Mol, Olen, Oud-Turnhout, Ravels, Retie, Rijkvorsel, Turnhout, Westerlo, Wuustwezel, Zandhoven en Zoersel.

<sup>9</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeente Vorselaar.

### Tableau 13 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (28/01/2020-31/03/2020).

Netwerktarieven en heffingen van toepassing op de residenciële elektriciteitsklanten aangesloten op het laagspanningsnet zonder piekmetering

Elektriciteit Vanaf 28.01.20 t.e.m. 31.03.20	Netwerktarieven, BTW incl.					Heffingen, BTW incl.			
	(21%) Distributie (c€/kWh)				(21%) Huur meter (€/jaar)	(21%) Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	(21%) Energiebijdrage <sup>2</sup> (c€/kWh)	(0%) Federale bijdrage <sup>2,3</sup> (c€/kWh)	(0%) Energieheffing <sup>4</sup> (€/jaar)
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) <sup>5</sup>	11,82	11,82	9,01	4,34	5,17	2,50	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) <sup>6</sup>	12,02	12,02	8,97	3,04	4,62	2,21	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) <sup>7</sup>	12,91	12,91	9,08	3,16	4,62	1,93	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS LIMBURG (EX-IVEKA) <sup>7</sup>	10,85	10,85	8,91	3,89	5,17	2,17	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS WEST	10,54	10,54	8,37	3,70	5,17	2,23	0,23306	0,31805	5,16
GASELWEST	16,59	16,59	11,05	3,75	4,62	2,28	0,23306	0,31805	5,16
IMEWO	12,98	12,98	8,53	2,99	4,62	2,29	0,23306	0,31805	5,16
INTERGEM	10,76	10,76	6,90	2,51	4,62	2,19	0,23306	0,31805	5,16
IVEKA <sup>8</sup>	12,91	12,91	9,08	3,16	4,62	1,93	0,23306	0,31805	5,16
IVEKA (EX-IVEG) <sup>9</sup>	11,82	11,82	9,01	4,34	5,17	2,50	0,23306	0,31805	5,16
IVERLEK	13,41	13,41	9,09	3,13	4,62	2,14	0,23306	0,31805	5,16
PBE	13,44	13,44	10,14	5,47	5,17	2,25	0,23306	0,31805	5,16
SIBELGAS	15,02	15,02	10,79	3,92	4,62	2,41	0,23306	0,31805	5,16

<sup>1</sup> Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

<sup>2</sup> Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

<sup>3</sup> De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissiebeheerder aan de distributiebeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §§3 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

<sup>4</sup> Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid (Het Energiedecreet) (Titel XIV, Hoofdstuk I)

<sup>5</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boechout, Essen, Hemiksem, Merksplas, Niel, Nijlen en Zelzate, evenals op het grondgebied van de gemeente Kapellen met uitzondering van de wijk Hoogboom en tevens op een gedeelte van het grondgebied van Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660), de wijk Kiel (postcode 2020) en het havengebied 'rechteroever', 'petroleum instellingen zuid' en 'het gebied tussen Havenweg en Schijns'.

<sup>6</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Mortsel en Zwijndrecht, de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht, Borgerhout, Deurne, Ekeren, Merksem, Wilrijk en Zandvliet van de stad Antwerpen en de wijk Hoogboom van de gemeente Kapellen.

<sup>7</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boom, Borsbeek, Brecht, Edgem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten, Stabroek, Wijnegem, Wuustwezel en Zoersel.

<sup>8</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Arendonk, Baarle-Hertog, Balen, Beerse, Dessel, Geel, Grobbendonk, Herentals, Herenthout, Hoogstraten, Kalmthout, Kasterlee, Lille, Meerhout, Mol, Olen, Oud-Turnhout, Ravels, Retie, Rijkvorsel, Turnhout, Westerlo, Wuustwezel en Zandhoven.

<sup>9</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeente Vorselaar.

## Tableau 14 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/04/2020-31/12/2020).

Netwerktarieven en heffingen van toepassing op de **residenciële** elektriciteitsklanten aangesloten op het laagspanningsnet zonder piekmetering

Elektriciteit Vanaf 01.04.20 t.e.m. 31.12.20	Netwerktarieven, BTW incl.					Heffingen, BTW incl.			
	(21%) Distributie (c€/kWh)				(21%) Huur meter (€/jaar)	(21%) Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	(21%) Energie- bijdrage <sup>1</sup> (c€/kWh)	(0%) Federale bijdrage <sup>2,3</sup> (c€/kWh)	(0%) Energieheffing <sup>4</sup> (€/jaar)
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) <sup>5</sup>	11,82	11,82	9,01	4,34	5,17	2,31	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) <sup>6</sup>	12,02	12,02	8,97	3,04	4,62	2,29	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) <sup>7</sup>	12,91	12,91	9,08	3,16	4,62	2,10	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS LIMBURG	10,85	10,85	8,91	3,89	5,17	2,10	0,23306	0,31805	5,16
FLUVIUS WEST	10,54	10,54	8,37	3,70	5,17	2,17	0,23306	0,31805	5,16
GASELWEST	16,59	16,59	11,05	3,75	4,62	2,46	0,23306	0,31805	5,16
IMEWO	12,98	12,98	8,53	2,99	4,62	2,37	0,23306	0,31805	5,16
INTERGEM	10,76	10,76	6,90	2,51	4,62	2,33	0,23306	0,31805	5,16
IVEKA <sup>8</sup>	12,91	12,91	9,08	3,16	4,62	2,10	0,23306	0,31805	5,16
IVEKA (EX-IVEG) <sup>9</sup>	11,82	11,82	9,01	4,34	5,17	2,31	0,23306	0,31805	5,16
IVERLEK	13,41	13,41	9,09	3,13	4,62	2,29	0,23306	0,31805	5,16
PBE	13,44	13,44	10,14	5,47	5,17	2,42	0,23306	0,31805	5,16
SIBELGAS	15,02	15,02	10,79	3,92	4,62	2,48	0,23306	0,31805	5,16

<sup>1</sup> Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

<sup>2</sup> Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

<sup>3</sup> De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissiebeheerder aan de distributiebeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §§3 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

<sup>4</sup> Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid (het Energiedecreet) (Titel XIV, Hoofdstuk I)

<sup>5</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boechout, Essen, Hemiksem, Merksplas, Niel, Nijlen en Zelzate, evenals op het grondgebied van de gemeente Kapellen met uitzondering van de wijk Hoogboom en tevens op een gedeelte van het grondgebied van Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660), de wijk Kiel (postcode 2020) en het havengebied 'rechteroever', 'petroleum instellingen zuid' en 'het gebied tussen Havenweg en Schijns'.

<sup>6</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Mortsel en Zwijndrecht, de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht, Borgerhout, Deurne, Ekeren, Merksem, Wilrijk en Zandvliet van de stad Antwerpen en de wijk Hoogboom van de gemeente Kapellen.

<sup>7</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boom, Borsbeek, Brecht, Edegem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Malle, Ranst, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten, Stabroek, Wijnegem, Wommelgem en Zoersel.

<sup>8</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Arendonk, Baarle-Hertog, Balen, Beerse, Dessel, Geel, Grobbendonk, Herentals, Herenthout, Hoogstraten, Kalinhout, Kasterlee, Lille, Meerhout, Mol, Olen, Oud-Turnhout, Ravels, Retie, Rijkevorsel, Turnhout, Westerlo, Wuustwezel en Zandhoven.

<sup>9</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeente Vorselaar.

## Tableau 15: Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/01/2020-27/01/2020)

Netwerktarieven en heffingen van toepassing op de **professionele** elektriciteitsklanten aangesloten op het laagspanningsnet zonder piekmetering

Elektriciteit Vanaf 01.01.20 t.e.m. 27.01.20	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Distributie (c€/kWh)				Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energie- bijdrage <sup>1</sup> (c€/kWh)	Federale bijdrage <sup>2,3</sup> (c€/kWh)	Energieheffing <sup>4</sup> (€/jaar)
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) <sup>5</sup>	9,77	9,77	7,44	3,59	4,27	2,06	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) <sup>6</sup>	9,94	9,94	7,41	2,51	3,82	1,83	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) <sup>7</sup>	10,67	10,67	7,50	2,61	3,82	1,59	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS LIMBURG	8,97	8,97	7,36	3,21	4,27	1,79	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS WEST	8,71	8,71	6,92	3,06	4,27	1,85	0,19261	0,31805	5,16
GASELWEST	13,71	13,71	9,13	3,10	3,82	1,88	0,19261	0,31805	5,16
IMEWO	10,72	10,72	7,05	2,47	3,82	1,90	0,19261	0,31805	5,16
INTERGEM	8,89	8,89	5,70	2,07	3,82	1,81	0,19261	0,31805	5,16
IVEKA <sup>8</sup>	10,67	10,67	7,50	2,61	3,82	1,59	0,19261	0,31805	5,16
IVEKA (EX-IVEG) <sup>9</sup>	9,77	9,77	7,44	3,59	4,27	2,06	0,19261	0,31805	5,16
IVERLEK	11,08	11,08	7,51	2,59	3,82	1,77	0,19261	0,31805	5,16
PBE	11,11	11,11	8,38	4,52	4,27	1,86	0,19261	0,31805	5,16
SIBELGAS	12,41	12,41	8,92	3,24	3,82	1,99	0,19261	0,31805	5,16

<sup>1</sup> Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

<sup>2</sup> Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

<sup>3</sup> De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissiebeheerder aan de distributiebeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §§3 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

<sup>4</sup> Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid (het Energiedecreet) (Titel XIV, Hoofdstuk I)

<sup>5</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boechout, Essen, Hemiksem, Merksplas, Niel, Nijlen en Zelzate, evenals op het grondgebied van de gemeente Kapellen met uitzondering van de wijk Hoogboom en tevens op een gedeelte van het grondgebied van Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660), de wijk Kiel (postcode 2020) en het havengebied 'rechteroever', 'petroleum instellingen zuid' en 'het gebied tussen Havenweg en Schijns'.

<sup>6</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Mortsel en Zwijndrecht, de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht, Borgerhout, Deurne, Ekeren,

<sup>7</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boom, Borsbeek, Brecht, Edegem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten, Stabroek en Wijnegem.

<sup>8</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Arendonk, Baarle-Hertog, Balen, Beerse, Dessel, Geel, Grobbendonk, Herentals, Herenthout, Hoogstraten, Kalinhout, Kasterlee, Lille, Malle, Meerhout, Mol, Olen, Oud-Turnhout, Ranst, Ravels, Retie, Rijkevorsel, Turnhout, Westerlo, Wommelgem, Wuustwezel, Zandhoven en Zoersel.

<sup>9</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeente Vorselaar.



## Tableau 16 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (28/01/2020-31/03/2020)

Netwerktarieven en heffingen van toepassing op de professionele elektriciteitsklanten aangesloten op het laagspanningsnet zonder piekmeting

Elektriciteit Vanaf 28.01.20 t.e.m. 31.03.20	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Distributie (c€/kWh)				Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energie- bijdrage <sup>2</sup> (c€/kWh)	Federale bijdrage <sup>2,3</sup> (c€/kWh)	Energieheffing <sup>4</sup> (€/jaar)
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) <sup>5</sup>	9,77	9,77	7,44	3,59	4,27	2,06	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) <sup>6</sup>	9,94	9,94	7,41	2,51	3,82	1,83	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) <sup>7</sup>	10,67	10,67	7,50	2,61	3,82	1,59	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS LIMBURG	8,97	8,97	7,36	3,21	4,27	1,79	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS WEST	8,71	8,71	6,92	3,06	4,27	1,85	0,19261	0,31805	5,16
GASELWEST	13,71	13,71	9,13	3,10	3,82	1,88	0,19261	0,31805	5,16
IMEWO	10,72	10,72	7,05	2,47	3,82	1,90	0,19261	0,31805	5,16
INTERGEM	8,89	8,89	5,70	2,07	3,82	1,81	0,19261	0,31805	5,16
IVEKA <sup>8</sup>	10,67	10,67	7,50	2,61	3,82	1,59	0,19261	0,31805	5,16
IVEKA (EX-IVEG) <sup>9</sup>	9,77	9,77	7,44	3,59	4,27	2,06	0,19261	0,31805	5,16
IVERLEK	11,08	11,08	7,51	2,59	3,82	1,77	0,19261	0,31805	5,16
PBE	11,11	11,11	8,38	4,52	4,27	1,86	0,19261	0,31805	5,16
SIBELGAS	12,41	12,41	8,92	3,24	3,82	1,99	0,19261	0,31805	5,16

<sup>1</sup> Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

<sup>2</sup> Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

<sup>3</sup> De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissiebeheerder aan de distributiebeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B. van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §§3 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

<sup>4</sup> Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid (het Energiedecreet) (Titel XIV, Hoofdstuk I)

<sup>5</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boechout, Essen, Hemiksem, Merksplas, Niel, Nijlen en Zelzate, evenals op het grondgebied van de gemeente Kapellen met uitzondering van de wijk Hoogboom en tevens op een gedeelte van het grondgebied van Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660), de wijk Kiel (postcode 2020) en het havengebied 'rechteroever', 'petroleum instellingen zuid' en 'het gebied tussen Havenweg en Schijns'.

<sup>6</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Morselt en Zwijndrecht, de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht, Borgerhout, Deurne, Ekeren,

<sup>7</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boom, Borsbeek, Brecht, Edegem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Malle, Ranst, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten, Stabroek, Wijnegem, Wommelgem en Zoersel.

<sup>8</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Arendonk, Baarle-Hertog, Balen, Beerse, Dessel, Geel, Grobbendonk, Herentals, Herenthout, Hoostraten, Kalmthout, Kasterlee, Lille, Meerhout, Mol, Olen, Oud-Turnhout, Ravels, Retie, Rijkvorsel, Turnhout, Westerlo, Wuustwezel en Zandhoven.

<sup>9</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeente Vorselaar.

## Tableau 17 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels d'électricité raccordés au réseau basse tension sans mesure de pointe (01/04/2020-31/12/2020)

Netwerktarieven en heffingen van toepassing op de professionele elektriciteitsklanten aangesloten op het laagspanningsnet zonder piekmeting

Elektriciteit Vanaf 01.04.20 t.e.m. 31.12.20	Netwerktarieven, BTW excl.					Heffingen, BTW excl.			
	Distributie (c€/kWh)				Huur meter (€/jaar)	Transmissie (c€/kWh) (excl. federale bijdrage)	Energie- bijdrage <sup>2</sup> (c€/kWh)	Federale bijdrage <sup>2,3</sup> (c€/kWh)	Energieheffing <sup>4</sup> (€/jaar)
	Enkelvoudige teller	Tweevoudige teller		Exclusief nacht teller					
		Dag	Nacht						
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) <sup>5</sup>	9,77	9,77	7,44	3,59	4,27	1,91	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) <sup>6</sup>	9,94	9,94	7,41	2,51	3,82	1,89	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) <sup>7</sup>	10,67	10,67	7,50	2,61	3,82	1,74	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS LIMBURG	8,97	8,97	7,36	3,21	4,27	1,73	0,19261	0,31805	5,16
FLUVIUS WEST	8,71	8,71	6,92	3,06	4,27	1,79	0,19261	0,31805	5,16
GASELWEST	13,71	13,71	9,13	3,10	3,82	2,04	0,19261	0,31805	5,16
IMEWO	10,72	10,72	7,05	2,47	3,82	1,96	0,19261	0,31805	5,16
INTERGEM	8,89	8,89	5,70	2,07	3,82	1,92	0,19261	0,31805	5,16
IVEKA <sup>8</sup>	10,67	10,67	7,50	2,61	3,82	1,74	0,19261	0,31805	5,16
IVEKA (EX-IVEG) <sup>9</sup>	9,77	9,77	7,44	3,59	4,27	1,91	0,19261	0,31805	5,16
IVERLEK	11,08	11,08	7,51	2,59	3,82	1,89	0,19261	0,31805	5,16
PBE	11,11	11,11	8,38	4,52	4,27	2,00	0,19261	0,31805	5,16
SIBELGAS	12,41	12,41	8,92	3,24	3,82	2,05	0,19261	0,31805	5,16

<sup>1</sup> Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 132)

<sup>2</sup> Koninklijk besluit van 24 maart 2003 tot bepaling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage tot financiering van sommige openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de elektriciteitsmarkt.

<sup>3</sup> De federale bijdrage wordt forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze wordt gefactureerd door de transmissiebeheerder aan de distributiebeheerders die de kWh niet voor eigen gebruik verbruiken (K.B. van 24 maart 2003 art 4bis, §2). De door de leveranciers aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 24 maart 2003, art 4ter, §§3 en 4). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

<sup>4</sup> Decreet houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid (het Energiedecreet) (Titel XIV, Hoofdstuk I)

<sup>5</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boechout, Essen, Hemiksem, Merksplas, Niel, Nijlen en Zelzate, evenals op het grondgebied van de gemeente Kapellen met uitzondering van de wijk Hoogboom en tevens op een gedeelte van het grondgebied van Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660), de wijk Kiel (postcode 2020) en het havengebied 'rechteroever', 'petroleum instellingen zuid' en 'het gebied tussen Havenweg en Schijns'.

<sup>6</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Morselt en Zwijndrecht, de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht, Borgerhout, Deurne, Ekeren,

<sup>7</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boom, Borsbeek, Brecht, Edegem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Malle, Ranst, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten, Stabroek, Wijnegem, Wommelgem en Zoersel.

<sup>8</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Arendonk, Baarle-Hertog, Balen, Beerse, Dessel, Geel, Grobbendonk, Herentals, Herenthout, Hoostraten, Kalmthout, Kasterlee, Lille, Meerhout, Mol, Olen, Oud-Turnhout, Ravels, Retie, Rijkvorsel, Turnhout, Westerlo, Wuustwezel en Zandhoven.

<sup>9</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeente Vorselaar.

### Revenu autorisé 2021 :

En application de la méthodologie tarifaire 2021-2024, le 08 octobre 2020, la VREG a déterminé le revenu autorisé de chaque gestionnaire de réseau de distribution d'électricité à partir de ses tarifs périodiques de réseau de distribution pour l'année 2021.

Le revenu total autorisé est de 2,1 milliards €, soit environ 4,8 % de moins qu'en 2020.

Tableau 18 : plafond de revenus 2021

<b>Fluvius Antwerpen</b>	<b>156.371.306 €</b>	<b>125.770.859 €</b>	<b>282.141.423 €</b>	<b>66</b>
Fluvius Limburg	152.536.139 €	102.695.102 €	255.230.903 €	-7,4%
Fluvius West	41.979.360 €	35.550.615 €	77.529.975 €	3,4%
Gaselwest	211.365.775 €	136.205.328 €	347.571.104 €	-7,0%
Imewo	205.590.844 €	160.240.415 €	365.831.259 €	-1,9%
Intergem	98.398.207 €	73.322.885 €	171.721.092 €	6,8%
Iveka	108.096.902 €	60.635.585 €	168.732.487 €	<sup>67</sup>
Iverlek	185.976.514 €	135.089.808 €	321.066.322 €	-5,5%
PBE	27.222.883 €	27.422.281 €	54.645.163 €	-8,2%
Sibelgas	24.717.942 €	16.341.467 €	41.059.409 €	-15,0%
<b>Total</b>	<b>1.212.255.871 €</b>	<b>873.273.265 €</b>	<b>2.085.529.136 €</b>	<b>-4,8%</b>
	58%	42%	100%	

Le 28 août 2020, les gestionnaires de réseaux de distribution flamands ont introduit une demande d'avance pour tenir compte des investissements supplémentaires liés au déploiement accéléré du compteur numérique. La VREG a finalement accordé une avance de 14,0 millions € et l'a incluse dans le revenu autorisé 2021. L'avance accordée maintenant sera déduite du revenu autorisé au cours des années suivantes.

*Les soldes :*

*Soldes 2019 :*

Le 1<sup>er</sup> septembre 2020, le VREG a fixé pour 2019 les soldes réglementaires des GRD d'électricité et de gaz naturel en Flandre. Ces soldes ont été fixés et traités dans le plein respect de la méthodologie tarifaire 2017-2020.

Pour les GRD d'électricité, un excédent global de 0,4 % sur un budget total d'environ 2,3 milliards € a été constaté.

<sup>66</sup> En raison des transferts communaux importants entre Fluvius Anwerpen et Iveka, une comparaison avec l'année précédente est impossible.

<sup>67</sup> En raison des transferts communaux importants entre Fluvius Anwerpen et Iveka, une comparaison avec l'année précédente est impossible.

Tableau 18 : soldes réglementaires 2019

Soldes réglementaires	Electricité (€)
Coûts exogènes	- 50,9 millions
Différences de volume	+ 44,9 millions
Réindexation	-3,2 millions
Impôt des sociétés	+ 0,1 millions
+ = déficit et - = excédent	

*Jurisprudence :*

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

### 2.3.2.3. Région wallonne

*Contexte législatif :*

En matière tarifaire, l'année 2020 fut, encore une fois, animée par le suivi du dossier «tarif *prosumer*».

L'entrée en vigueur du tarif *prosumer* était fixée au 1<sup>er</sup> janvier 2020, conformément à la méthodologie tarifaire 2019-2023, adoptée en 2017.

Le 31 décembre 2019, le Gouvernement wallon a adopté un arrêté prévoyant explicitement la non-facturation du tarif *prosumer* par les gestionnaires de réseau de distribution pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 30 avril 2020. Le 17 janvier 2020, la CWaPE a remis un avis d'initiative (CD-20a16-CWaPE-1855) quant à cet arrêté du 31 janvier 2019.

Compte tenu de la durée limitée de cette mesure et de la volonté de laisser le travail législatif entamé se clôturer de façon apaisée, la CWaPE a précisé ne pas s'opposer à cet arrêté, et ce sans préjudice de la position générale qu'elle a exprimée dans ses précédents avis, et qu'elle maintient, à propos, d'une part, de l'opportunité du tarif *prosumer* et, d'autre part, des compétences exclusives du régulateur en matière tarifaire.

La crise sanitaire générale rencontrée dès fin février 2020 et ses multiples impacts ont conduit le Gouvernement wallon à adopter en date du 7 mai 2020<sup>68</sup> un arrêté du Gouvernement wallon exécutant de manière temporaire et exceptionnelle le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, dans le cadre de la crise sanitaire dans lequel la période de non-facturation du tarif *prosumer* est désormais prolongée jusqu'au 1<sup>er</sup> octobre 2020.

Consultée à ce propos en avril 2020, la CWaPE avait pris position en date du 22 avril 2020 en indiquant comprendre la motivation de la prolongation du délai de non facturation telle que souhaitée par le Gouvernement mais en attirant l'attention sur les conséquences tarifaires d'un tel report et en formulant le souhait de mener une réflexion à propos d'une aide plus générale qui pourrait être également apportée aux consommateurs d'énergie non *prosumers* également touchés par les effets de cette crise sanitaire.

<sup>68</sup> Arrêté du Gouvernement wallon du 7 mai 2020 exécutant de manière temporaire et exceptionnelle le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité, dans le cadre de la crise sanitaire

Par voie de communiqué publié le 11 mai 2020, la CWaPE a pris acte de cet arrêté soulignant que ce report, motivé par les mesures sanitaires prises dans le cadre de la crise COVID-19, est donc indépendant de la volonté du Gouvernement de faire coïncider la mise en application du tarif *prosumer* et l'entrée en vigueur de mesures compensatoires qu'il adopterait.

Le 30 septembre 2020, le Parlement wallon a adopté, un décret qui fixe des mesures de soutien aux *prosumers* résidentiels, notamment pour accompagner la mise en application du tarif *prosumer*. La première mesure de ce décret est l'octroi d'une prime à tout client résidentiel qui demanderait à son gestionnaire de réseau de distribution le placement d'un compteur double flux avant le 31 décembre 2023. Le montant de cette prime couvre le coût de placement du compteur double flux. La seconde mesure de ce décret vise à compenser le tarif *prosumer*, entré en application le 1<sup>er</sup> octobre 2020. Cette compensation est dégressive, allant de 100% pour les années 2020 et 2021 à 54,27% pour les années 2022 et 2023.

En ce qui concerne la thématique relative aux communautés d'énergie, il convient de rappeler que la directive 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables a introduit le concept de communauté d'énergie renouvelable (CER) et que six mois plus tard, la directive 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE a introduit quant à elle, la notion de communauté d'énergie citoyenne (CEC). Le Parlement wallon a adopté le décret du 2 mai 2019 modifiant les décrets des 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité en vue de favoriser le développement des communautés d'énergie renouvelable.

En pratique, le régime des communautés d'énergie renouvelable n'est pas encore entré en application. Pour cela, il faut au préalable :

- transposer complètement ces deux directives en droit wallon ;
- adopter des mesures d'exécution par le Gouvernement qui doivent notamment déterminer le périmètre local au sein duquel une CER peut être autorisée, les conditions générales, droits et obligations de la CER, entre autres concernant les seuils d'autoconsommation, le contenu minimal de la convention que chacun des participants doit conclure avec la CER, les modalités de la procédure d'autorisation des CER, etc. ;
- développer une tarification spécifique pour l'utilisation du réseau pour les communautés d'énergie et les opérations d'autoconsommation collective.

Cette tarification spécifique devra refléter les gains environnementaux, économiques et sociaux liés à ces nouveaux régimes. Elle devra également assurer une contribution équitable des consommateurs impliqués dans ces régimes par rapport à l'utilisation du réseau public. Eu égard, d'une part, au fait que différents projets-pilotes visant à tester le régime de communauté et les tarifs spécifiques en sont à leurs débuts et n'ont dès lors pas encore pu livrer de conclusions à ce sujet et, d'autre part, aux différentes étapes réglementaires et délais de la procédure d'approbation des tarifs des gestionnaires de réseau, l'adoption de tarifs spécifiques pour l'utilisation du réseau dans le cadre de CER, si ces tarifs se justifient, ne pourra selon toute vraisemblance pas être envisagée avant 2022, voire avant la nouvelle période tarifaire 2024-2028. Il convient en effet d'être prudent en la matière, afin d'éviter la création de toute nouvelle « bulle » ou tout changement tarifaire important qui pourraient découler d'une approche mal calibrée.

Enfin, en 2019, la CWaPE a autorisé que certains projets-pilotes innovants dérogent aux règles de fonctionnement du marché et aux règles tarifaires en vue d'étudier des solutions de mise en œuvre de communautés d'énergie et d'autoconsommation collective, conformément à l'article 27 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et à l'article 21 du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité. C'est ainsi le cas pour les projets MéryGrid et E-Cloud. D'autres projets-pilotes innovants sont également analysés par la CWaPE et devraient prochainement bénéficier de pareilles dérogations.

#### *Tarifs de distribution 2020 :*

Entre le 28 novembre 2018 et le 7 février 2019, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé les propositions de tarifs périodiques et non périodiques des gestionnaires de réseau de distribution AIEG, AIESH, ORES Assets, RESA et REW pour les années 2019 à 2023.

Le mandat octroyé à Gaselwest en tant que gestionnaire de réseau de distribution pour le territoire des communes de Celles, Comines-Warneton, Ellezelles et Mont-de-l'Enclus ayant été transféré, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2019, à l'intercommunale ORES Assets, les tarifs du secteur ORES Mouscron sont d'application pour ces quatre communes wallonnes et ce, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Conformément à l'article 4, §2, 7<sup>o</sup> qui dispose que « *les différents tarifs sont uniformes sur le territoire du gestionnaire de réseau de distribution ou dans les zones correspondant aux territoires desservis par les gestionnaires du réseau de distribution au 31 décembre 2012* », la partie de la commune de Frasnes-les-Anvaing anciennement desservie par Gaselwest s'est également vu appliquer les tarifs du secteur ORES Mouscron à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2019.

Le 9 avril 2019, l'AIEG a introduit auprès de la CWaPE une demande de révision des tarifs du niveau de tension T-BT avec mesure de pointe, une erreur matérielle ayant été constatée dans l'élaboration de ces tarifs. Le 6 juin 2019, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé les tarifs de distribution périodiques révisés du niveau de tension T-BT de l'AIEG pour la période régulatoire 2019-2023.

Le 20 mai 2019, ORES Assets a introduit auprès de la CWaPE une demande de révision de ses tarifs périodiques du niveau de tension BT applicables aux utilisateurs de réseau pour lesquels une mesure de pointe est réalisée, une erreur matérielle ayant été constatée dans l'élaboration de ces tarifs. En date du 27 juin 2019, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé les tarifs de distribution périodiques révisés du niveau de tension BT d'ORES Assets pour la période régulatoire 2019-2023.

Le 4 décembre 2019, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé le soldes régulatoire de l'AIEG concernant l'exercice d'exploitation 2018 et a décidé de l'affecter aux tarifs de distribution des années 2020 à 2022 à concurrence de 33,33% par an. Les tarifs pour les soldes régulatoires 2020-2022 de l'AIEG adaptés en conséquence ont été approuvés à travers la même décision le 4 décembre 2019.

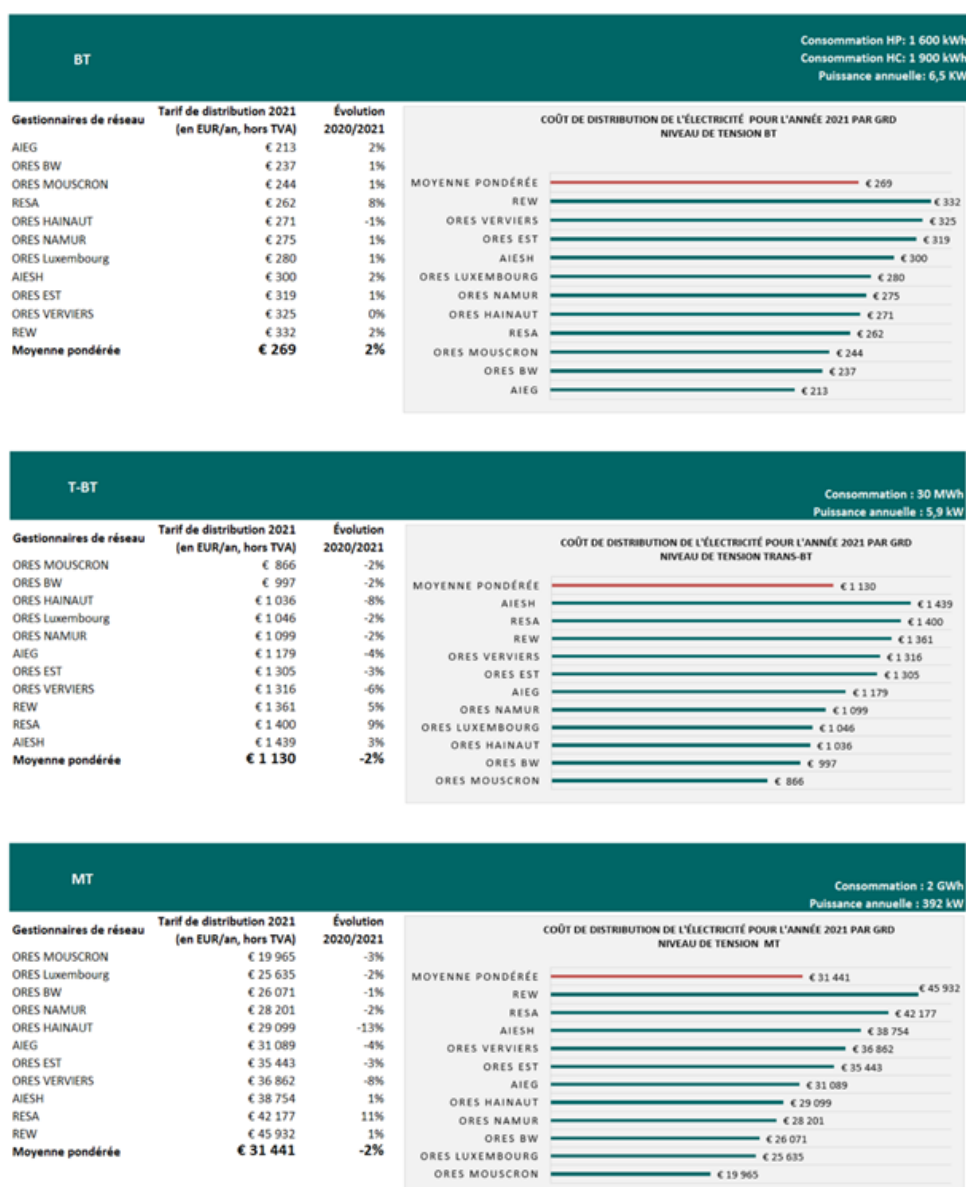
Le 7 avril 2020, ORES Assets a introduit une demande de révision de ses tarifs non-périodiques. L'adaptation principale consiste à introduire de nouvelles prestations pour les clients des segments Trans-MT et MT souhaitant mettre en œuvre une production décentralisée de plus de 250 kVA tout en découplant leur production du réseau. Accessoirement, le tarif de deux prestations en basse tension dont l'indexation de 2021 à 2023 avait été initialement omise a été mis à jour. Le 16 juillet 2020, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé cette demande.

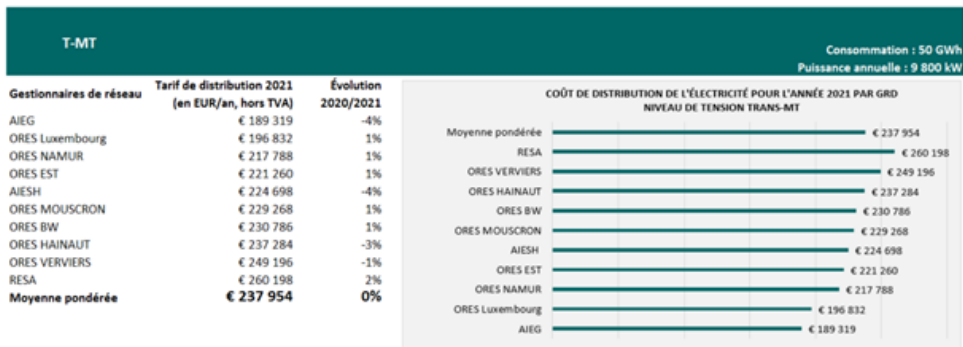
Le 29 octobre 2020, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé le soldes régulatoire de l'AIEG concernant l'exercice d'exploitation 2019 et a décidé de l'affecter aux tarifs de distribution de l'année 2021. Les tarifs pour les soldes régulatoires 2021 de l'AIEG adaptés en conséquence ont été approuvés à travers la même décision le 29 octobre 2020.

Le 26 novembre 2020, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé les soldes régulateurs de RESA concernant l'exercice d'exploitation 2019 (pour ses activités électricité et gaz) et a décidé de les affecter aux tarifs de distribution des années 2021 à 2023. Les soldes régulateurs concernant les exercices d'exploitation 2016 et 2017 (activité gaz) ont également été affectés aux tarifs de distribution des années 2021 à 2023. Les tarifs pour les soldes régulateurs 2021-2023 de RESA pour ses activités électricité et gaz ont été approuvés à travers la même décision le 26 novembre 2020.

Le 17 décembre 2020, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé le soldes régulateur de l'AIESH concernant l'exercice d'exploitation 2019 et a décidé d'affecter les soldes nets 2017, 2018 et 2019 aux tarifs de distribution de l'année 2021. Les tarifs pour les soldes régulateurs 2021 de l'AIESH adaptés en conséquence ont été approuvés à travers la même décision le 17 décembre 2020.

Tableau 20 : Tarifs de distribution d'électricité en Wallonie 2020/2021





*Tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport 2021 :*

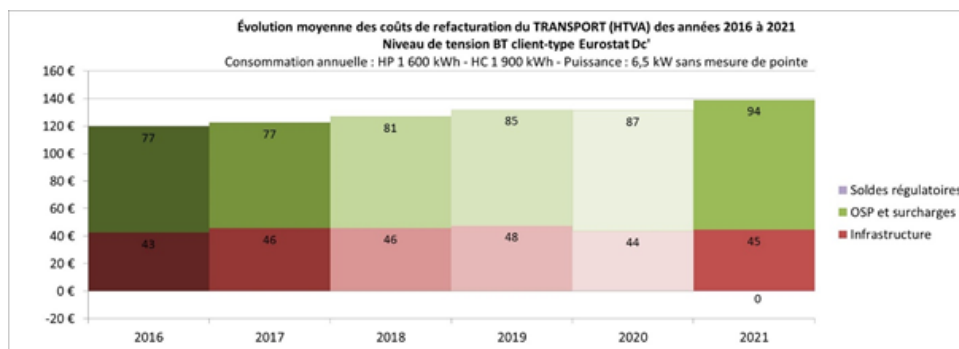
- Approbation des tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport

En date du 17 février 2021, le Comité de direction de la CWaPE a approuvé des propositions de tarifs de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport des GRD actifs en Wallonie pour l'année 2021. Ces tarifs sont applicables du 1<sup>er</sup> mars 2021 au 28 février 2022. Depuis 2019, ces tarifs sont péréqués : il n'y a plus de différence entre GRD pour ces tarifs.

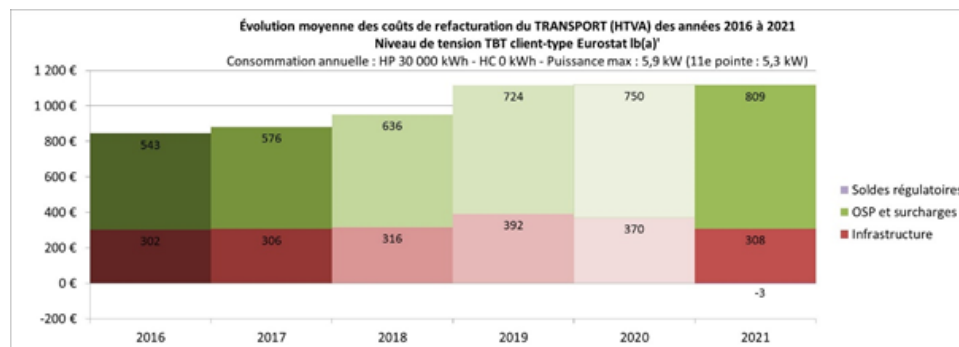
- Coûts de refacturation des charges de transport d'électricité de l'année 2021

Les graphiques ci-après reprennent le montant des coûts de refacturation des charges d'utilisation du réseau de transport appliqués au 1<sup>er</sup> mars 2021 pour un client-type par niveau de tension et les montants des années antérieures.

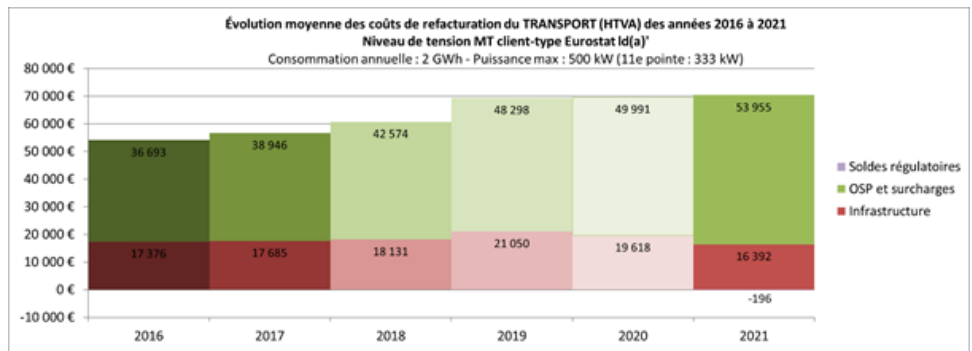
Graphique 1 : Niveau de tension BT



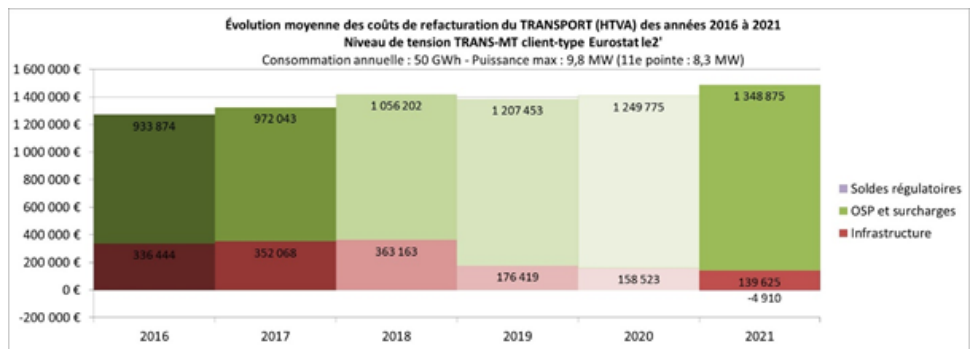
Graphique 2 : Niveau de tension T-BT



Graphique 3 : Niveau de tension MT



Graphique 4 : Niveau de tension T-MT

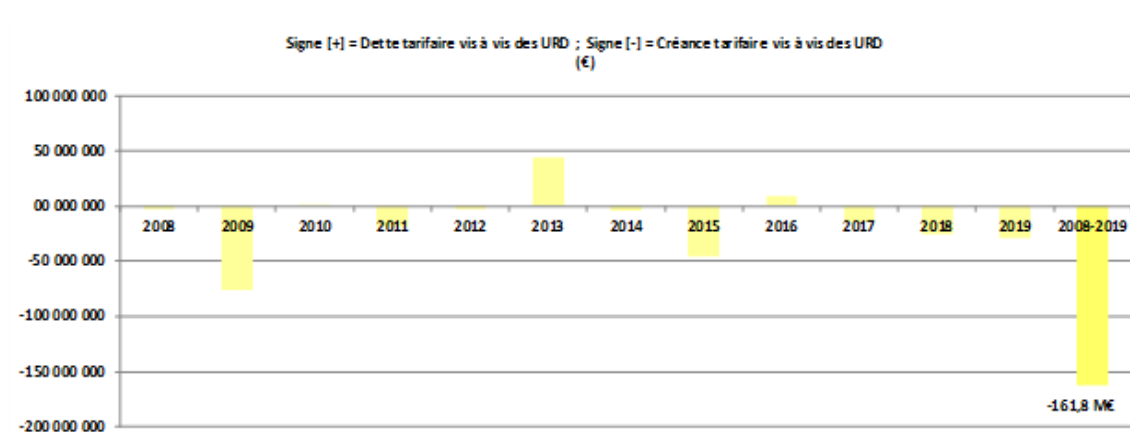


*Contrôle des soldes régulatoires rapportés des GRD :*

Au regard du statut d'avancement, à fin décembre 2020, des procédures de contrôle des soldes régulatoires, la CWaPE n'a pas encore approuvé la valeur définitive des soldes régulatoires pour les années 2016, 2017 et 2018 de l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz actifs en Wallonie. Par ailleurs, les soldes des années 2008 à 2014 n'ont, quant à eux, fait l'objet que d'une approbation partielle, et ce, pour les années 2008 et 2009.

Les soldes régulatoires cumulés 2008-2019 des secteurs gaz et électricité ne peuvent, dès lors, s'établir que sur la base des données rapportées par les gestionnaires de réseau de distribution au travers de leurs rapport(s) annuel(s) tarifaire(s) et s'élèvent, pour la Wallonie, à **-161,8 Mios EUR** pour le secteur électricité (créance tarifaire).

Figure 6 : soldes régulatoires annuels rapportés entre 2008 et 2019





## Jurisprudence :

Le 19 décembre 2019, ORES Assets a introduit, devant la Cour des Marchés de la Cour d'Appel de Bruxelles, des recours en annulation à l'encontre des décisions de la CWaPE du 14 novembre 2019 relatives aux soldes électricité et gaz rapportés par le gestionnaire de réseau ORES Assets concernant les exercices d'exploitation 2017 et 2018 par lesquelles la CWaPE rejetait des coûts considérés comme non conformes ou déraisonnables, à hauteur de 25 millions €.

Par un arrêt du 7 octobre 2020, la Cour des marchés a annulé les décisions de la CWaPE du 14 novembre 2019. Le motif principal de l'arrêt d'annulation est que la CWaPE aurait dû informer ORES Assets, avant 2017 et 2018, qu'elle prendrait en compte l'intérêt général et l'intérêt des utilisateurs du réseau de distribution pour apprécier le caractère raisonnable des coûts exposés par le GRD en 2017 et 2018. À défaut d'en avoir expressément averti ORES Assets, la CWaPE ne pouvait pas, selon la Cour, rejeter des coûts exposés par ORES Assets au détriment de l'intérêt général et de ses utilisateurs de réseau de distribution. L'autre motif d'annulation, spécifique au rejet des coûts d'étude du projet e-LUMin d'ORES Assets, est que la CWaPE aurait dû au moins laisser entendre à ORES Assets, dès la réunion de présentation de ce projet intervenue en 2018, que les coûts d'étude relatifs à ce projet pourraient être rejetés dans le cadre du contrôle tarifaire ex post en raison de leur non-conformité à l'arrêt du Gouvernement wallon du 6 novembre 2008 relatif à l'obligation de service public imposée aux gestionnaires de réseaux de distribution en termes d'entretien et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations d'éclairage public. À défaut de ce faire, la CWaPE aurait, selon la Cour, violé les attentes légitimes d'ORES en la matière.

### 2.3.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2014, BRUGEL est compétente en matière de tarification de la distribution de l'électricité et du gaz en Région bruxelloise. Pour rappel, ce transfert a été officialisé par l'ordonnance bruxelloise du 8 mai 2014. Après concertation structurée, documentée et transparente avec Sibelga, le GRD en Région bruxelloise, BRUGEL établit la méthodologie tarifaire que doit utiliser Sibelga pour l'établissement de sa proposition tarifaire. En date du 8 janvier 2021, BRUGEL a approuvé les adaptations apportées aux tarifs de refacturation des coûts d'utilisation du réseau de transport et aux tarifs redevance de voirie.

Tableau 21 : Tarif de distribution - électricité 2020

Sibelga Distribution Électricité		Grille tarifaire - Electricité								
		Année 2020								
prix hors TVA		TRANS MT		26-1 kV		TRANS BT	BT			
		Aliment. principale	Aliment. secours (*)	Aliment. principale	Aliment. secours (*)		Avec mesure de pointe	Sans mesure de pointe	Sans comptage	
<b>1. Tarif d'utilisation du réseau</b>										
<b>1.1. Avec mesure de pointe</b>										
[X * E1] EUR / kWh HI + Y * EUR / kWh HI + Z * EUR / kWh LO										
avec pointe X = EUR / kW HI / an		75,795672	37,897836	49,032528	24,516254	60,281436	53,179356	-	-	
coefficient de dégressivité E1 =		0,14 + 761,1 / (885 + kW)		0,14 + 761,1 / (885 + kW)		0,26+654,9/(885+kW)		1	-	
heures pleines Y = EUR / kWh HI		0,001383	0,003004	0,003004	0,003004	0,012251	0,015452	-	-	
heures creuses Z = EUR / kWh LO		0,000830	0,001802	0,001802	0,001802	0,007350	0,009270	-	-	
<b>1.2. Sans mesure de pointe (**)</b>										
X * EUR + Y * EUR / kWh HI + Z * EUR / kWh LO										
avec redevance X =										
Puissance mise à disposition inférieure ou égale à 13 kVA EUR / an		-	-	-	-	-	-	27,02	27,02	
Puissance mise à disposition supérieure à 13 kVA EUR / an		-	-	-	-	-	-	54,06	54,06	
heures pleines Y = EUR / kWh HI		-	-	-	-	-	-	0,047440	0,047440	
heures creuses Z = EUR / kWh LO		-	-	-	-	-	-	0,028464	0,028464	
<b>1.3. Tarif pour l'énergie réactive</b>										
Droit à un prélèvement forfaitaire d'énergie réactive		36,0%	36,0%	48,4%	48,4%	48,4%	-	-	-	
Tarif pour dépassement du prélèvement forfaitaire										
kvarh > %forfait * kWh total EUR / kvarh		0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	0,015000	-	-	-	
<b>2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage</b>		EUR / an	517,82	517,82	517,82	517,82	517,82	10,23	258,91	
<b>3. Surcharges</b>										
<b>3.1. Charges de pensions non capitalisées</b>		EUR / kWh T	0,000124	0,000124	0,000306	0,000306	0,000501	0,001226	0,001226	
<b>3.2. Impôts &amp; prélèvements</b>		EUR / kWh T								
- Redevance de voirie		0,003515	0,003515	0,003515	0,003515	0,007030	0,007030	0,007030	0,007030	
- Impôt des sociétés & autres prélèvements		0,000275	0,000275	0,000702	0,000702	0,001319	0,003130	0,003130	0,003130	

kWh T = kWh HI + kWh LO

(\*) La puissance prise en compte est la puissance contractuelle  
(\*\*) Le tarif exclusif nuit est assimilé au tarif heures creuses (kWh LO)

### *Contrôle des soldes réglementaires de SIBELGA :*

Conformément à l'application de l'article 5.2 de la méthodologie tarifaire, BRUGEL a contrôlé en 2020 les soldes réglementaires pour l'exercice 2019. En effet, au-delà de l'approbation des tarifs, la compétence tarifaire s'étend également au contrôle ex post annuel des comptes du GRD. Chaque année de la période réglementaire, le régulateur procède au contrôle des coûts d'exploitation, des investissements réalisés ainsi que des volumes d'énergie distribués et procède à un examen minutieux des écarts constatés avec la proposition tarifaire initiale.

Durant l'année 2016, BRUGEL avait pu exercer pour la première fois le contrôle des comptes du GRD SIBELGA (exercice 2015). Ce contrôle avait permis de pointer des soldes réglementaires importants. Fort de ce constat, le régulateur avait proposé de revoir la méthodologie afin de limiter structurellement ces soldes à partir de 2017.

Comme pour l'exercice précédent, le contrôle et l'approbation des comptes 2019 ont de nouveau mis en lumière un écart conséquent entre la réalité et les budgets prévisionnels, et donc l'existence d'un solde réglementaire important. Cette situation s'explique notamment par une surestimation de certains coûts et un contexte économique particulier (taux OLO très faible, ISOC...). Moyennant quelques corrections, les soldes réglementaires ont été approuvés par BRUGEL.

Pour l'année 2019, le solde réglementaire (non gérable) cumulé en électricité s'élevait à environ 129 millions €, dont 11 millions non affectés à des projets spécifiques. Lors de l'approbation de la proposition tarifaire 2020-2024 (en décembre 2019), le GRD a en effet soumis plusieurs propositions d'affectation de soldes<sup>69</sup>.

La quote-part attribuée au GRD comme incitant sur coût gérable s'élève à 2,2 millions € pour l'électricité. Ce montant fait partie du résultat global reversé sous forme de dividende par Sibelga en plus de la marge équitable autorisée. Cette marge équitable s'élevait en 2019 à 22,8 millions € pour l'électricité. Si on ajoute à cela les redevances de voiries d'application en électricité et en gaz, on peut estimer qu'environ un euro sur quatre de recette du GRD retourne aux actionnaires. Brugel plaide pour qu'à l'avenir cette situation soit modifiée.

Lors de chaque contrôle *ex post*, certains postes font l'objet d'un examen plus fouillé. En 2020, une attention particulière a été portée sur certaines catégories de coûts où une analyse plus poussée a été réalisée notamment sur : les dépenses liées à un comité technique existant au sein du GRD, les dépenses de projets en particulier à caractère informatiques et certaines questions concernant l'éclairage public.

Cet exercice a permis de résorber encore un peu plus l'asymétrie d'information entre le régulateur et le GRD.

### *Décomposition des tarifs de distribution électricité :*

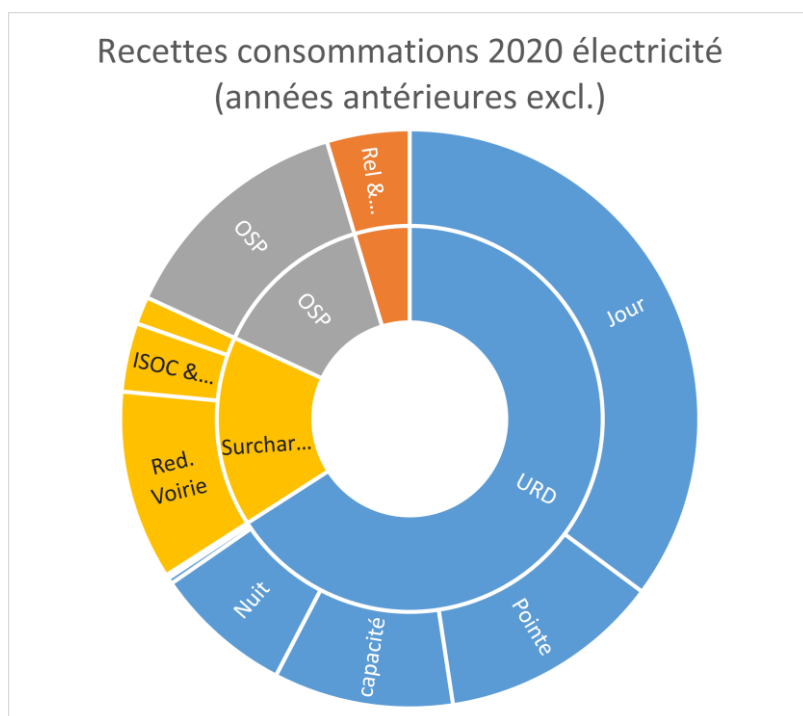
Le graphique ci-dessous donne la décomposition des recettes des tarifs de distribution électricité.

Le poste « utilisation du réseau » est le plus important de la partie distribution et compte pour environ 66 % du tarif. On notera l'apparition en 2020 du tarif capacitaire pour la basse tension, grâce auquel 19% des recettes 2020 pour la basse tension sont générées. L'activité de mesure et de comptage représente 5 % de la partie distribution. Le poste « comptage » est le seul poste fixe des tarifs de distribution électricité. Au niveau des surcharges, le montant relatif à la redevance de voirie représente un montant d'environ 22 millions €. La marge équitable reprise dans le poste utilisation du réseau de distribution représente un montant d'environ 22,9 millions € pour 2020.

---

<sup>69</sup> Voir <https://www.brugel.brussels/publication/document/decisions/2020/fr/DECISION-146-EX-POST-2019-ELEC.pdf>

Figure 7 : Décomposition des tarifs de distribution d'électricité 2020



La partie reprenant la refacturation des coûts pour l'utilisation du réseau de transport n'est pas intégrée au tarif de distribution présenté ci-avant. Ce tarif pour l'utilisation du réseau de transport rémunère les coûts de l'utilisation du réseau de transport, en ce compris la cotisation fédérale et les autres surcharges qui s'appliquent aux coûts de transport. En région bruxelloise, le tarif de la facturation des coûts pour l'utilisation du réseau de transport est identique pour l'ensemble des consommateurs et proportionnel à la consommation.

Tableau 22 : Evolution tarifs de distribution – Electricité 2.036 kWh annuel, <13kVA

En euro HTVA – arrondi	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Utilisation du réseau</b>	95	100	106	112	116	123	123
<b>Pensions non capitalisées</b>	9	9	3	3	3	3	2
<b>OSP</b>	22	23	19	22	20	23	22
<b>Comptage</b>	13	12	12	13	13	10	10
<b>Redevance de voirie et autres (ISOC,...)</b>	21	21	22	22	23	21	23
	<b>161</b>	<b>166</b>	<b>162</b>	<b>172</b>	<b>175</b>	<b>180</b>	<b>180</b>

Remarquons par ailleurs que les modalités d'application relatives à la cotisation fédérale ont été modifiées par l'arrêté royal du 3 octobre 2017 pour ce qui concerne la cotisation fédérale à partir du premier janvier 2018. À partir de cette date, le montant répercuté par l'ensemble des gestionnaires de réseau sera identique.

Tableau 23 : Evolution tarifs de distribution – Electricité 1.600 kWh + 1.900 kWh annuel <13 kVA

En euro HTVA (arrondi)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Utilisation du réseau	128	135	142	151	156	157	156
Pensions non capitalisées	16	15	6	6	5	4	4
OSP	39	40	33	37	35	40	38
Comptage	13	12	12	13	13	10	10
Redevance de voirie et autres (ISOC,...)	36	37	37	39	39	36	39
	<b>231</b>	<b>239</b>	<b>230</b>	<b>245</b>	<b>248</b>	<b>247</b>	<b>247</b>

#### *Révision de la méthodologie :*

Sur la base des méthodologies tarifaires adaptées en 2016, le GRD a transmis une nouvelle proposition de tarif pour l'année 2021.

Ces propositions tarifaires spécifiques ne visaient que les postes tarifaires liés au tarif « OSP » et à la surcharge concernant l'impôt des sociétés. BRUGEL a approuvé, le 28 octobre 2020, les nouveaux tarifs de distribution qui sont d'application depuis le 1er janvier 2021. Ces nouveaux tarifs touchent tant les clients résidentiels que les clients professionnels.

Concernant l'électricité, pour un client résidentiel consommant annuellement 2.800 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP sera plus basse en 2021 (1,0719 c€/kWh) par rapport au tarif pratiquée en 2020 (1,1375 c€/kWh). Pour la surcharge « impôt des sociétés », elle passe de 0,3130 c€/kWh en 2020 à 0,4064c€/kWh en 2021.

#### **2.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture**

La répartition des compétences entre l'autorité fédérale et les régions entraîne une séparation, entre les différentes personnes juridiques, des activités de transport et de distribution.

Par ailleurs, la Belgique a opté, tant au niveau fédéral qu'au niveau régional, pour le modèle de dissociation des propriétaires de réseau. Tout cela a pour conséquence que les subventions croisées ne sont en principe plus possibles entre les activités de transport, de distribution et de fourniture.

## **2.4. QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES**

#### **2.4.1. Les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités**

L'entrée en vigueur de plusieurs règlements européens a engendré des tâches supplémentaires pour certaines autorités de régulation, dont la CREG, et a renforcé le besoin de coopération européenne et

régionale. Dans le cadre de la mise en œuvre des règlements européens CACM<sup>70</sup>, FCA<sup>71</sup>, EB<sup>72</sup>, SO<sup>73</sup> et ER<sup>74</sup>, la CREG doit, avec d'autres autorités de régulation, prendre des décisions au sujet de plusieurs propositions des gestionnaires de réseau de transport et des opérateurs désignés du marché de l'électricité (NEMO) européens. Ces propositions comportent des méthodologies qui sont essentielles à la facilitation de l'harmonisation, l'intégration et l'efficacité du marché de l'électricité européen et l'achèvement du marché intérieur de l'énergie pleinement intégré.

### *Règlement européen CACM*

- En février 2020, la CREG a reçu de la Ministre de l'Énergie une demande d'avis relative à la demande de *European Market Coupling Operator AS* (EMCO) de renouvellement de sa désignation en tant qu'opérateur désigné du marché de l'électricité (NEMO). La CREG a estimé que la demande d'EMCO répondait aux critères de désignation du règlement européen CACM<sup>75</sup>. La CREG estime que la demande d'EMCO visant à être désignée comme NEMO, telle qu'adressée à la ministre le 10 février 2020, répond aux critères de désignation de l'article 6 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion. En conséquence, la CREG estime que, conformément à l'article 4.4 du règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion, la ministre peut désigner EMCO en qualité de NEMO pour la mise en œuvre du couplage journalier et infrajournalier pour une durée indéterminée à condition qu'EMCO soumette chaque année à la ministre un rapport de suivi tel que visé aux paragraphes 73 et 74 de la présente décision. Cet avis a donné lieu à l'arrêté ministériel du 16 juin 2020 portant la désignation de EMCO comme opérateur désigné du marché de l'électricité (NEMO) pour s'acquitter de missions liées au couplage unique journalier ou infrajournalier.
- Par décision du 25 juin 2020, la CREG a approuvé la proposition d'Elia relative à sa contribution aux coûts des bourses d'échange d'électricité actives en Belgique (les NEMO) pour la mise en place, la modification et l'exécution du couplage unique journalier et infrajournalier en 2020, en application du règlement (UE) 2015/1222. La contribution qui sera effectivement due aux NEMO en 2020 fera l'objet d'un rapport d'Elia et d'une décision de la CREG en 2021<sup>76</sup>. La décision (B)2101 détermine, elle, la contribution effective d'Elia aux coûts supportés en 2019 par les bourses d'échange d'électricité (NEMO) actives en Belgique pour la mise au point, la modification et l'application du couplage unique journalier et infrajournalier des marchés<sup>77</sup>. La CREG approuve la contribution d'Elia aux coûts supportés par les NEMO désignés en Belgique

---

<sup>70</sup> Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion.

<sup>71</sup> Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

<sup>72</sup> Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique.

<sup>73</sup> Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité

<sup>74</sup> Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique.

<sup>75</sup> Avis (A)2059 du 27 mars 2020 relatif à la demande de « European Market Coupling Operator AS » (EMCO) de désignation en tant qu'opérateur désigné du marché de l'électricité (NEMO).

<sup>76</sup> Décision (B)2100 du 25 juin 2020 relative à la proposition quantifiée de la SA Elia Transmission Belgium portant sur sa participation aux coûts des NEMO en Belgique relatifs à la mise en place, la modification et l'exécution du couplage unique journalier et infrajournalier en 2020.

<sup>77</sup> Décision (B)2101 du 26 juin 2020 relative au rapport sur la participation d'Elia en 2019 aux coûts supportés par les NEMO dans le cadre de la mise au point, la modification et l'application du couplage unique journalier et infrajournalier des marchés.

en 2019 pour la mise au point, la modification et l'application du couplage unique journalier et infrajournalier des marchés.

- Le 1er octobre 2020, la CREG a pris une décision relative aux modalités des échanges de transit entre différentes contreparties centrales et différents agents de transfert pour l'échéance infrajournalière. Cette décision a été prise en concertation avec les autres autorités de régulation au sein de l'Energy Regulators' Forum<sup>78</sup>.

#### *Règlement européen FCA*

- En février 2020, la CREG a reçu d'Elia et des gestionnaires de réseau de transport de la région Core une proposition d'amendement de la conception régionale des droits de transport à long terme. Après concertation avec les autorités de régulation concernées, la CREG a décidé d'approuver cette proposition<sup>79</sup>. En application de l'article 4, septième alinéa, c) du règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 24 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité à terme, la CREG décide, pour les motifs précités, d'approuver la proposition commune, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Core, d'amendement de la conception régionale des droits de transport à long terme. La présente décision de la CREG d'approuver la proposition découle de la décision, adoptée à l'unanimité des autorités de régulation de la région de calcul de la capacité Core lors du *Core Energy Regulators' Regional Forum* du 9 juin 2020, d'approuver la proposition d'amendement Core LT TR introduite par l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Core LT TR.
- En août 2019, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation d'une méthodologie de répartition de la capacité d'échange entre zones à long terme dans la région de calcul de la capacité Core. Après une demande de modification formulée en mars 2020 et concertation avec les autorités de régulation concernées, la CREG a décidé d'approuver la proposition modifiée<sup>80</sup>. En application de l'article 4, septième alinéa, b) du règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 24 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité à terme, la CREG décide, pour les motifs précités, d'approuver la proposition commune, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Core, de méthodologie de répartition de la capacité d'échange entre zones. La présente décision de la CREG d'approuver la proposition découle de la décision, adoptée à l'unanimité des autorités de régulation de la région de calcul de la capacité Core lors du *Core Energy Regulators' Regional Forum* du 14 juillet 2020, d'approuver la proposition SRM Core introduite par l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Core.

---

<sup>78</sup> Décision (B)2108 du 1er octobre 2020 relative aux modalités des échanges de transit entre différentes contreparties centrales et différents agents de transfert résultant du couplage unique infrajournalier dans toutes les zones de dépôt des offres européennes.

<sup>79</sup> Décision (B)2095 du 25 juin 2020 relative à la proposition commune, formulée par la SA Elia Transmission Belgium et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Core, d'amendement de la conception régionale des droits de transport à long terme.

<sup>80</sup> Décision (B)2110 du 31 juillet 2020 relative à la proposition commune, formulée par la SA Elia Transmission Belgium et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Core, de méthodologie de répartition de la capacité d'échange entre zones.

## Règlement européen EB

- Le 18 juin 2019, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation de la proposition de règles communes en matière de règlement applicables à tous les échanges imprévus d'énergie entre zones synchrones. Après évaluation, les autorités de régulation compétentes sont parvenues à un accord sur la proposition et ont estimé que cette proposition répondait aux exigences de l'article 51.2 de l'EBGL. La CREG a décidé d'approuver la proposition<sup>81</sup>.

Au mois de mars 2020, Elia a également soumis à la CREG, qui les a approuvées, trois propositions modifiées de règles communes en matière de règlement applicables à tous les échanges d'énergie :

- qui résultent du processus de stabilisation de la fréquence et de la période de rampe entre gestionnaires de réseau de transport connectés au sein de la zone synchrone d'Europe continentale<sup>82</sup>. Conformément aux articles 5.3, j) et 50.3 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, la CREG approuve, pour les raisons exposées dans la partie 3 de la présente décision, la Proposition soumise par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM par porteur avec accusé de réception le 13 mars 2020. La Proposition approuvée, soumise à la CREG le 13 mars 2020, entre en vigueur le 15 juin 2020 ;
- entre gestionnaires de réseau de transport connectés de manière asynchrone<sup>83</sup>. Conformément aux articles 5.3, k) et 50.4 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, la CREG approuve, pour les raisons exposées dans la partie 3 de la présente décision, la Proposition modifiée soumise par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM par porteur avec accusé de réception le 27 mars 2020. La Proposition approuvée, soumise à la CREG le 27 mars 2020, entre en vigueur le 27 mai 2020 ;
- et entre gestionnaires de réseau de transport connectés au sein de la zone synchrone d'Europe continentale<sup>84</sup>. Conformément aux articles 5.3, l) et 51.1 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, la CREG approuve, pour les raisons exposées dans la partie 3 de la présente décision, la Proposition modifiée soumise par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM par porteur avec accusé de réception le 13 mars 2020. La Proposition modifiée approuvée, soumise à la CREG le 13 mars 2020, entre en vigueur le 15 juin 2021.

---

<sup>81</sup> Décision (B)2040 du 9 janvier 2020 relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, de règles communes en matière de règlement applicables aux échanges imprévus d'énergie entre zones synchrones.

<sup>82</sup> Décision (B)1989 du 11 juin 2020 relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, de règles communes en matière de règlement applicables aux échanges prévus d'énergie au sein de la zone synchrone d'Europe continentale.

<sup>83</sup> Décision (B)1990 du 27 mai 2020 relative à la demande d'approbation de la proposition modifiée, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, de règles communes en matière de règlement applicables aux échanges prévus d'énergie entre zones synchrones résultant de réserves de stabilisation de la fréquence et/ou de restrictions de rampe.

<sup>84</sup> Décision (B)2039 du 11 juin 2020 relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, de règles communes en matière de règlement applicables aux échanges imprévus d'énergie au sein de la zone synchrone d'Europe continentale.



### Règlement européen SO

- La CREG a reçu en décembre 2019 une demande d'approbation d'Elia relative à des dispositions communes pour la coordination de la sécurité d'exploitation régionale dans la région de calcul de la capacité Channel. Ces dispositions ont été développées et soumises pour approbation par les gestionnaires de réseau de transport de la région. Après concertation avec les autorités de régulation concernées, la CREG a décidé d'approuver la proposition<sup>85</sup>. En application de l'article 6, troisième alinéa, b) du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, la CREG décide, pour les motifs précités, d'approuver la proposition commune, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Channel, de dispositions communes pour la coordination de la sécurité d'exploitation régionale. La présente décision de la CREG d'approuver la proposition résulte de la décision, adoptée à l'unanimité des autorités de régulation Channel le 6 juillet 2020, d'approuver la proposition ROSC Channel soumise par les GRT Channel.

### Règlement européen ER

- Suite à la proposition adaptée soumise par Elia en décembre 2019<sup>86</sup>, Elia a étendu la base juridique de cette demande d'approbation en 2020 en ajoutant l'article 4 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci et en fournissant à la CREG des informations complémentaires relatives à cette demande. Le 5 mars 2020, la CREG a pris la décision d'approuver la proposition adaptée de modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution, y compris le contrat-type pour les services de reconstitution, à savoir actuellement le service de *black-start*, qui entrera en vigueur un mois après l'approbation de la CREG et au plus tôt le 1er janvier 2021 et qu'elles seront applicables jusqu'à la fin 2023. La CREG a également décidé qu'Elia devrait procéder à un contrôle rédactionnel de la correspondance entre les deux versions linguistiques des modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution, y compris le contrat-type pour les services de reconstitution, et qu'elle devrait fournir à la CREG un aperçu des modifications apportées à la suite de ce contrôle, dans le seul but de garantir la correspondance entre les deux versions linguistiques dans le respect de la présente décision de la CREG, et le publier sur son site Web ([www.elia.be](http://www.elia.be)) avant qu'ils ne soient proposés aux acteurs du marché. Pour l'achat de services de reconstitution pour la période à partir de 2024, une proposition des modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution doit être soumise pour approbation par Elia, après consultation publique à ce sujet des parties prenantes, conformément à l'article 7 du code de réseau européen E&R, prêtant l'attention nécessaire dans ce cadre à la consultation des autorités compétentes de chaque État membre. Cette décision permet à Elia de démarrer à temps une procédure d'appel d'offres pour les services de *black-start* afin de disposer de réserves de *black-start* pour la nouvelle période contractuelle qui commence début 2021<sup>87</sup>.

---

<sup>85</sup> Décision (B)2107 du 17 juillet 2020 relative à la demande d'approbation commune, formulée par la SA Elia Transmission Belgium et tous les gestionnaires de réseau de transport de la région de calcul de la capacité Channel, de dispositions communes pour la coordination de la sécurité d'exploitation régionale.

<sup>86</sup> Suite à la demande de la CREG de soumettre une proposition adaptée des modalités et conditions générales qui tienne compte des remarques formulées par la CREG dans sa décision (B)1928 du 18 juin 2019.

<sup>87</sup> Décision (B)2049 du 5 mars 2020 relative à la proposition adaptée de la SA Elia Transmission Belgium de modalités et conditions générales régissant le rôle des fournisseurs contractuels de services de reconstitution, y compris le contrat-type pour les services de reconstitution, soumise par courriers des 20 décembre 2019 et 10 janvier 2020.



- la CREG a émis le 11 mars 2020, conformément à l'article 259 du règlement technique et à la demande de la ministre de l'Énergie, un avis sur la proposition de plan d'essais d'Elia. Dans cet avis, la CREG attirait l'attention de la ministre sur plusieurs remarques qui, selon elle, empêchent l'approbation de la proposition (sauf en ce qui concerne la partie de la proposition relative au service de *black-start*). Selon la CREG, il convenait d'envisager si la proposition de plan d'essais concernant le service de *black-start* ne devait pas déjà être approuvée partiellement, compte tenu de la procédure d'appel d'offres qui devait encore être lancée par Elia pour les contrats de *black-start* de la période 2021-2023 et de la promotion de la sécurité juridique pour les candidats-fournisseurs de ce service de reconstitution<sup>88</sup>. La proposition de plan d'essais a été partiellement approuvée par arrêté ministériel du 15 avril 2020 en ce qui concerne le service de *black-start* et à l'exclusion du reste de la proposition de plan d'essais. Le 30 octobre 2020, Elia a introduit un plan d'essais révisé auprès de la Ministre. La CREG devra rendre un avis dans ce cadre. Par ailleurs, le 2 décembre 2020, la CREG a rendu, à la demande de la Direction Générale Énergie, un avis sur les versions confidentielles des projets de listes des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans le cadre du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution d'Elia<sup>89</sup>. Bien que la CREG ne puisse valider les propositions de listes nominatives des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité en termes de pertinence et d'exhaustivité car cela n'entre pas dans son champ de compétences, ces deux projets de listes soulèvent plusieurs questions sur lesquelles la CREG a attiré l'attention de la ministre. Par arrêté ministériel du 23 décembre 2020, la proposition de listes des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans le cadre du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution d'Elia, ainsi que les modalités et conditions pour leur déconnexion et remise sous tension, ont été approuvées sous conditions.

#### *Règles non liées aux règlements européens précités*

- Par sa décision du 7 mai 2020, la CREG a approuvé sous conditions la proposition de Elia Transmission Belgium relative à l'accès au marché *intraday* dans le cadre de la compensation du *redispatching* et du *countertrading* pour la gestion des congestions sur l'axe constitué par Nemo Link. La portée du recours au marché *intraday* a été étendue aux axes Horta-Mercator et Horta-Avelin quand l'autre axe est coupé. Les conditions sont relatives à la transparence du mécanisme proposé<sup>90</sup>.
- En juillet 2020, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation des adaptations apportées au couplage des marchés dans la région CWE suite à l'introduction de la frontière entre zones de dépôt des offres Allemagne/Luxembourg et Belgique (suite à la mise en service d'ALEGrO) et à l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2019/943. Après avoir organisé une consultation publique sur son site web en août 2020, la CREG a décidé d'approuver la proposition d'Elia<sup>91</sup>.
- En septembre 2020, la CREG a reçu une demande d'approbation d'Elia portant sur une dérogation à l'obligation de mettre à disposition, sur le marché des échanges entre zones, une marge minimale de 70 % de la capacité de transport. Après consultation des parties prenantes

<sup>88</sup> Avis (A)2065 du 11 mars 2020 relatif à la proposition de plan d'essais de la SA Elia Transmission Belgium.

<sup>89</sup> Avis (A)2149 du 2 décembre 2020 relatif à la proposition de listes des utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité dans le cadre du plan de défense du réseau et du plan de reconstitution d'Elia Transmission Belgium SA.

<sup>90</sup> Décision (B)2068 du 7 mai 2020 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium de règles de fonctionnement pour l'accès au marché intrajournalier de l'électricité dans le cadre de la compensation du *redispatching* et du *countertrading* pour la gestion de la congestion.

<sup>91</sup> Décision (B)2106 du 3 septembre 2020 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium relative à l'adaptation apportée au couplage de marchés dans la région Europe Centre-Ouest (Central West Europe - CWE) faisant suite à l'introduction de la frontière entre les zones de dépôt des offres allemande/luxembourgeoise et belge à la suite de la mise en service de la liaison DC ALEGrO et aux adaptations consécutives à l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2019/943.

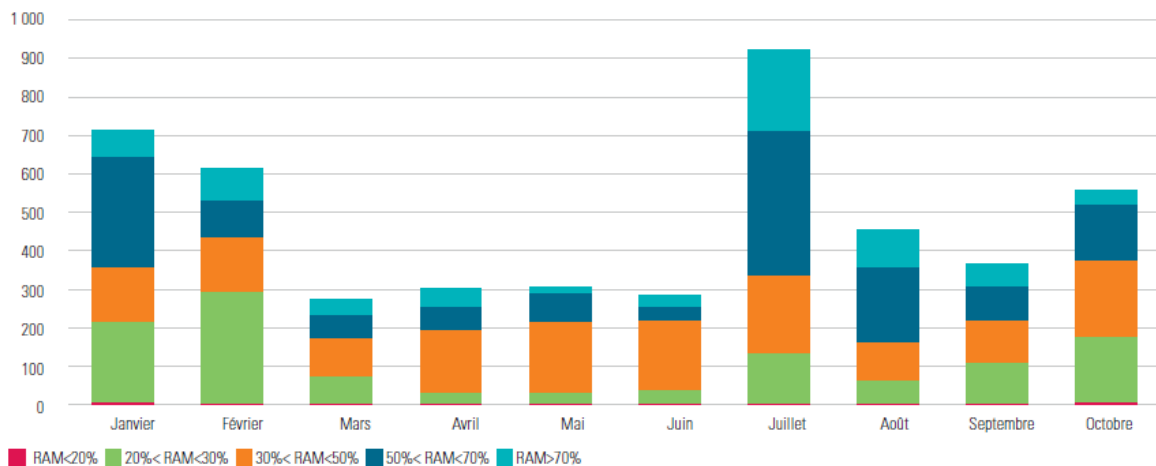
belges et après concertation avec les autres autorités de régulation concernées, la CREG a décidé d'approuver la demande d'Elia<sup>92</sup>.

#### 2.4.2. Rapport sur la surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion

##### *Surveillance de la gestion de la congestion des interconnexions :*

La figure suivante rend compte du nombre de restrictions actives dans le couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE, introduits par les gestionnaires de réseau de transport de cette région, sur une base mensuelle. Dans ce cadre, la répartition a été faite en fonction de la capacité commerciale disponible, exprimée en termes de capacité thermique (« % RAM »). En 2020, tous les gestionnaires de réseau de transport ont respecté la mesure minRAM de 20 % (appliquée depuis 2018, cf. décision de la CREG (B)1814 du 30 août 2018), à quelques exceptions près. En moyenne, la RAM sur la ligne restrictive était de 48 %. Dans 15 % des heures, elle a dépassé 70 %. Le tableau suivant illustre l'évolution des revenus annuels des capacités d'importation sur les frontières belges et d'exportation acquises par les acteurs du marché dans le cadre d'enchères explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Ce tableau montre que les acteurs du marché ont payé un montant de 50,6 millions € pour acquérir les capacités annuelles et mensuelles offertes en 2020, soit nettement moins qu'en 2019 et même le montant le plus bas depuis 2013. Les revenus générés par les enchères annuelles en 2020 ont été plus importants que ceux générés par les enchères mensuelles.

Figure 8 : Aperçu du nombre de restrictions de réseau actives dans le CWE FBMC en 2020 (janvier-octobre\*) indiqué en fonction de la capacité commerciale disponible (RAM), par rapport à la limite thermique des sources.



\* Les données de novembre et décembre n'étaient pas encore disponibles au moment de la rédaction du présent rapport.

##### *Mise en œuvre des règles de gestion de la congestion :*

Le tableau suivant illustre l'évolution des revenus annuels des capacités d'importation sur les frontières belges et d'exportation acquises par les acteurs du marché dans le cadre d'enchères

<sup>92</sup> Décision (B)2136 du 22 octobre 2020 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA Elia Transmission Belgium, d'une dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échanges entre zones.

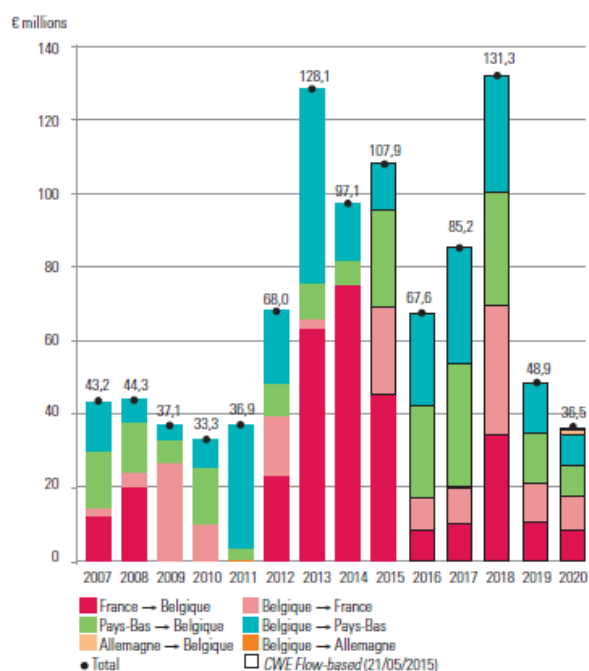
explicites, valables pour l'année suivante ou le mois suivant. Ce tableau montre que les acteurs du marché ont payé un montant de 50,6 millions € pour acquérir les capacités annuelles et mensuelles offertes en 2020, soit nettement moins qu'en 2019 et même le montant le plus bas depuis 2013. Les revenus générés par les enchères annuelles en 2020 ont été plus importants que ceux générés par les enchères mensuelles.

Tableau 24 : Apports annuels des capacités mises aux enchères aux échéances mensuelles et annuelles (en millions €) (Sources : données Elia, calculs CREG)

Année	Enchères annuelles	Enchères mensuelles	Total
2007	38,9	16,0	54,9
2008	27,1	11,6	38,7
2009	30,9	12,3	43,2
2010	25,5	8,1	33,6
2011	10,1	5,2	15,3
2012	15,6	8,5	24,1
2013	36,7	20,7	57,4
2014	42,6	24,1	66,6
2015	65,1	37,1	102,1
2016	33,4	30,8	64,2
2017	42,0	22,7	64,6
2018	40,2	61,2	101,4
2019	60,2	15,0	75,2
<b>2020</b>	<b>38,2</b>	<b>12,4</b>	<b>50,6</b>

L'évolution des rentes de congestions commerciales brutes générées par le couplage des marchés en J-1, avant compensation des droits de long terme, est illustrée à la figure 9 pour le marché belge de 2007 à 2020. Cette figure montre les revenus totaux du marché journalier par frontière. En pratique, cette somme est répartie entre les détenteurs de droits à long terme et le gestionnaire du réseau de transport.

Figure 9 : Rentes de congestion journalière du couplage des marchés (Sources : données Elia, calculs CREG)



En 2020, les rentes de congestion brutes générées aux frontières belges en J-1 se sont élevées à 36,47 millions € et ont intégralement bénéficié aux utilisateurs du réseau de transport. Ce montant, qui est le plus bas observé au cours des neuf dernières années, correspond à une réduction de 25 % avec les rentes générées en 2019. Les rentes de congestion sont générées sur les trois frontières dans la région CWE : 16,6 millions € à la frontière belgo-néerlandaise, 18,1 millions à la frontière franco-belge et 1,75 millions à la frontière germano-belge depuis la commercialisation d'ALEGrO en novembre 2020. Ce nouveau record à la baisse des rentes de congestion est expliqué par la combinaison de la légère baisse des échanges transfrontaliers dans la région CWE et la hausse importante de la convergence des prix.

Les échanges sur la frontière belgo-britannique à travers Nemo Link génèrent aussi des rentes de congestion. Contrairement aux rentes de congestion générées sur les autres frontières belges, celles-ci sont attribuées en priorité aux investisseurs de Nemo Link, à savoir Elia et National Grid. Cette attribution se fait dans les limites fixées dans le cadre du mécanisme de « cap & floor ». Les rentes de congestion ne bénéficient aux utilisateurs du réseau de transport que lorsqu'elles sont supérieures au cap. En 2020, les rentes de congestion générées sur Nemo Link se trouvaient entre le « cap » et le « floor » et n'ont ainsi pas eu d'impact sur les tarifs de transport belges.

#### **2.4.3. Rapport sur l'évolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) et l'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières)**

*Evolution de la capacité disponible transfrontalière (Valeurs NTC) :*

Les tableaux 25 à 30 donnent les prévisions de capacité annuelle et la capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique et les Pays-Bas et entre la Belgique et la France.

[Tableaux 25 à 30 : Capacité annuelle et capacité mise aux enchères pour les échanges d'énergie entre la Belgique et les Pays-Bas et entre la Belgique et la France et entre la Belgique et le Royaume-Uni \(site JAO\)](#)

BELGIQUE VERS LA FRANCE						
ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2021	200	200	3247	200	4.87	08/12/20
2020	200	200	3268	200	2,08	10/12/19
2019	200	200	3510	199	1,76	7/12/18
2018	100	100	1441	100	2,31	5/12/17
2017	200	200	2963	200	2,08	30/11/16

FRANCE VERS LA BELGIQUE						
ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2021	1400	1400	15293	1400	0,86	08/12/20
2020	1400	1400	12579	1400	1,36	10/12/19
2019	1400	1400	10814	1400	2,51	7/12/18
2018	1400	1400	11311	1400	1,50	5/12/17
2017	1450	1450	14898	1448	1,16	30/11/16

BELGIQUE VERS LES PAYS-BAS						
ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2021	473	473	5612	473	2,16	08/12/20
2020	473	473	5591	473	1,73	10/12/19
2019	473	473	5060	473	2,23	7/11/18
2018	473	473	4859	473	1,85	20/11/17
2017	473	473	5632	473	1,22	21/11/16

LES PAYS-BAS VERS LA BELGIQUE						
ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2021	473	473	5893	473	2,14	08/12/20
2020	473	473	5989	472	2,56	10/12/19
2019	473	473	4375	473	4,13	7/11/18
2018	473	473	5471	473	2,93	20/11/17
2017	473	473	4447	473	4,44	21/11/16

BELGIQUE VERS LE ROYAUME-UNIE						
ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2021	200	200	1787	200	9,76	2/11/20
2020	100	100	1270	100	6,69	2/12/19

ROYAUME-UNIE VERS LA BELGIQUE						
ANNEE	Offered Capacity	ATC	Requested Capacity	Allocated Capacity	Price €/MW	Auction Start time
2021	150	150	1489	150	0.43	5/10/20
2020	100	100	1375	99	0,98	2/12/19

L'état d'avancement des différentes méthodologies pour calculer les valeurs NTC (et le niveau de coordination à travers les frontières) :

Afin de faciliter les échanges d'électricité aux frontières, les capacités disponibles sont calculées de manière coordonnée.

Le calcul de capacité coordonné signifie que les interdépendances entre les frontières « coordonnées » sont prises en compte dans le calcul des capacités transfrontalières. Cela permet de garantir la fiabilité du calcul de capacité et de mettre celles-ci à disposition du marché de manière optimale.

Actuellement, le calcul de capacité pour les frontières des zones d'enchères BE-NL et BE-FR s'inscrit dans une coordination plus étendue au sein de la région d'Europe du centre-ouest (ci-après : « CWE »).

Les capacités annuelles et mensuelles sont représentées à travers des calculs NTC (*Net Transfer Capacity*). Pour plus d'informations consultez le lien : [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/capacity-allocation-and-capacity-calculation/2009/yearly-and-monthly-capacity-calculation-methodology\\_fr.pdf?la=fr](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/capacity-allocation-and-capacity-calculation/2009/yearly-and-monthly-capacity-calculation-methodology_fr.pdf?la=fr)

Pour le calcul de capacité *day ahead*, la région CWE fait figure de précurseur : en 2015, elle était la première région à mettre en place une méthodologie basée sur les flux (« *flow-based* »), la méthodologie cible de la régulation en matière d'allocation de la capacité et de gestion de la congestion. Pour plus d'informations, consultez le site web de JAO : <http://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCRRelevantDocumentation%22%3A%22True%22%7D>

Le calcul de capacité *intraday* permet de mettre à disposition des acteurs de marché de la capacité additionnelle coordonnée au quotidien, en prenant comme point de départ le résultat du couplage de marché *day ahead* basé sur les flux. Le dossier d'approbation relatif à la méthodologie de calcul de capacité *intraday* est à consulter via le lien : [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/capacity-allocation-and-capacity-calculation/2018/2018-cwe-methodology-for-capacity-calculation-for-id-timeframe\\_en.pdf?la=fr](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system---document-library/capacity-allocation-and-capacity-calculation/2018/2018-cwe-methodology-for-capacity-calculation-for-id-timeframe_en.pdf?la=fr)

À l'avenir, les capacités sur toutes les frontières de zones d'enchères seront calculées de manière coordonnée au niveau géographique des régions de calcul de capacités (*Capacity Calculation Regions* ou « CCR »). Elia est membre de deux CCR, à savoir « *Core* » et « *Channel* », tel que cela a été établi en 2016 par ACER.

*Core* : Avec 15 autres GRT, Elia suit une décision de l'ACER visant à combiner les initiatives régionales existantes des anciennes régions d'Europe du centre-est et du centre-ouest au sein d'une région européenne plus étendue, la région Core. Les méthodologies du Core CCR remplaceront les méthodologies de calcul de capacité pour les frontières de zone d'enchères suivantes :

- BE-NL (existante);
- BE-FR (existante);
- BE-DE/LU (à venir).

*Channel* : Le calcul de capacité pour la frontière de la zone d'enchères BE-GB fait partie de la région Channel. Jusqu'à l'implémentation de la méthodologie de calcul des capacités à long terme (*Long Term Capacity Calculation Methodology* ou LTCCM) de la région Channel, Elia appliquera une méthodologie transitoire. Pour le calcul de capacité *day ahead*, Elia a développé une solution transitoire pour implémenter graduellement la Channel CCM. La solution transitoire est en grande partie, et quand c'est possible, en ligne avec la méthodologie de calcul de capacité Channel (*Channel Capacity Calculation Methodology* ou CCM). Les méthodologies de la Channel CCM remplaceront les méthodologies de calcul de capacité pour les frontières de zone d'enchères BE-GB. La région Channel est composée de trois frontières, avec une ou plusieurs interconnexions HVDC. La région Channel applique une méthode CNTC pour le calcul et l'allocation de la capacité.

#### **2.4.4. Monitoring de la coopération technique entre les GRTs de la Communauté et des pays tiers**

Elia a continué à soutenir la poursuite de la mise en œuvre du marché intrajournalier transfrontalier. En novembre 2019, Elia a lancé la deuxième vague de couplage intrajournalier unique européen; anciennement connu sous le nom de projet XBID et devenu SIDC (« *single Intraday Coupling* »). Le commerce continu d'électricité est désormais étendu à 21 pays, marquant une autre étape importante vers l'expansion du marché unique intrajournalier européen intégré. L'intermittence croissante des énergies renouvelables a conduit à la nécessité de plus de court terme négociation et équilibrage.

Fin 2020 la Grèce a rejoint le SIDC. La troisième vague est attendue fin 2021.

Le 14 novembre 2019, Nemo Link a lancé un produit *Intraday Capacity*, ce qui en fait la première interconnexion de canaux d'offrir des portes de nomination horaires. Cela permet au marché de réagir à des changements rapides d'approvisionnement presque en temps réel.

##### *Coopération FCR :*

La Coopération FCR, dont Elia fait partie, a développé un processus commun d'acquisition des réserves FCR avec d'autres GRT, et ce pour réduire ainsi les coûts globaux d'acquisition de ces réserves. Ce processus est en application depuis juillet 2019.

La Coopération FCR s'efforce également d'harmoniser le produit FCR, ce qui facilitera l'accès des petits acteurs de marché, améliorera les signaux d'investissement et augmentera les avantages socio-économiques.

Les règles du marché pour l'échange de capacités FCR entre les Pays-Bas, l'Allemagne, la Belgique, la France et l'Autriche ont été mises en conformité avec les exigences de l'article 33 de l'EBGL. Depuis le 1er juillet 2019, l'enchère de capacité FCR au sein de cette région est organisée quotidiennement (hors week-end) plutôt qu'hebdomadaire. Le produit est passé de la livraison hebdomadaire à la livraison quotidienne (bloc de 24 heures). Une tarification marginale (*pay-as-cleared*) a également été introduite.

Ce marché commun pour l'échange de capacité FCR est le plus grand marché de FCR en Europe, avec une demande totale d'environ 1 400 MW, soit près de la moitié de la demande de FCR en Europe continentale. L'adhésion du Danemark occidental et de la Slovénie est également prévue pour le premier trimestre de 2021.

#### *CORES0 :*

En tant que Coordinateur Régional de Sécurité (ci-après : « CRS »), CORESO développe et fournit des services de coordination en coopération avec les GRT, dont Elia est membre. CORESO apporte ainsi la plus forte valeur ajoutée de quelques jours à l'avance jusqu'à l'*intraday*.

Les GRT à travers l'Europe se sont engagés à établir cinq services de coordination régionaux et à mettre en place ou à nommer des CRS pour assurer les services de coordination suivants:

- modèles européens de grille commune de traitement des données (IGM / CGM) ;
  - analyse de sécurité coordonnée ;
  - calcul coordonné des capacités ;
  - prévision de l'adéquation à court et moyen terme (SMTA) ;
  - coordination de la planification des pannes (OPC).
- *MARI :*

Le 5 avril 2017, dix-neuf GRTs européens ont signé un protocole d'accord pour la conception, la mise en œuvre et l'exploitation d'une nouvelle plateforme d'échange d'énergie d'équilibrage mFRR. La plateforme « *Manually Activated Reserves Initiative Platform* » ou « MARI » permettra l'échange d'énergie d'équilibrage mFRR entre les GRT participants. MARI accroîtra l'efficacité du système d'équilibrage européen et profitera à la fois aux GRT et aux *Balancing Service Provider* ou BSP. D'une part, les GRT auront accès à des offres compétitives d'énergie d'équilibrage mFRR, en provenance d'autres pays. D'autre part, les BSP pourront vendre leur énergie d'équilibrage mFRR à tous les GRT participants.

Toutes les parties prenantes, dont les régulateurs, sont étroitement impliquées dans le processus de conception et d'implémentation de cette plateforme. Les GRT prévoient de lancer la plateforme mFRR d'ici 2022.

#### *PICASSO :*

La « *Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation* » ou PICASSO améliorera l'efficacité du système d'équilibrage européen et profitera tant aux GRT qu'aux BSP. Cette plateforme facilitera l'activation commune de réserves secondaires (*automatic Frequency Restoration Reserves* ou aFRR). D'une part, les GRT auront accès à des offres compétitives d'énergie d'équilibrage aFRR, en provenance d'autres pays. D'autre part, les BSP pourront vendre leur énergie d'équilibrage aFRR à tous les GRT participants.

Toutes les parties prenantes, dont les régulateurs, sont étroitement impliquées dans le processus de conception et d'implémentation de cette plateforme.



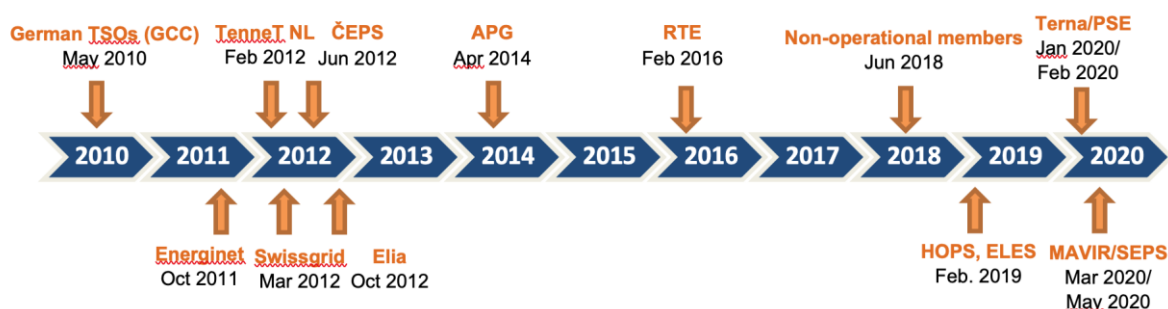
Actuellement le "Full Activation Time" (FAT) dans le LFC area d'Elia est de 7.5 minutes. Elia prévoit de passer à une FAT de 5 minutes au plus tard le 17/12/2024. L'adaptation sera incluse au plus tôt après le prochain design en 2022.

Les GRT prévoient de lancer la plateforme aFRR d'ici fin 2022.

IGCC :

La plateforme « *International Grid Control Cooperation platform* » ou IGCC compense automatiquement les déséquilibres opposés dans les réseaux des GRT participants. L'IGCC accroît l'efficacité du système d'équilibrage européen et permet aux GRT participants d'éviter l'activation de l'aFRR dans des directions opposées.

Figure 10 : Calendrier publié par IGCC et ENSTO-E



#### 2.4.5. Monitoring des plans d'investissement d'Elia : description des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement d'Elia avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne

*Plan pour le développement du réseau de transport fédéral :*

L'élaboration du Plan de Développement fédéral a lieu tous les quatre ans, en adéquation avec le *Ten-Year Network Development Plan* d'ENTSO-E.

Dans ce rapport, Elia identifie les besoins en capacité du réseau à haute tension belge pour la période 2020-2030. Les projets d'investissement concrets sont (1) sur le réseau électrique à très haute tension (380 kV) incluent le renforcement du réseau électrique interne, (2) l'intégration d'une production éolienne *offshore* supplémentaire et (3) la poursuite du développement d'interconnexions.

(1) *Le renforcement du réseau 380kv existant :*

Le lecteur est renvoyé au Rapport Annuel de la Belgique 2019, page 54/116.

(2) *La poursuite du développement d'interconnexions :*

Le lecteur est renvoyé au Rapport Annuel de la Belgique 2019, page 55/116.

Pour plus d'infos le lecteur est renvoyé à [https://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/investment-plans/federal/20190514\\_Plan-de-developpement-federal\\_FR.pdf](https://www.elia.be/~media/files/Elia/publications-2/investment-plans/federal/20190514_Plan-de-developpement-federal_FR.pdf)

*Description des PCI's et relation avec le plan pour le développement du réseau de transport fédéral :*

Première liste PCI de l'Union européenne du 14 octobre 2013<sup>93</sup> :

- ALEGrO : le projet vise la réalisation d'une liaison câblée souterraine de 1000 MW en courant continu (HVDC) et d'une longueur approximative de 90 km. Cette interconnexion relie les postes de Lixhe (Belgique) et d'Oberzier (Allemagne) et constituera la première interconnexion directe entre la Belgique et l'Allemagne d'une puissance de 1000 MW. Comme prévu, ALEGrO a été mis en service le 9 novembre 2020 ; les opérations commerciales ont démarré le 18 novembre 2020 sur le marché day-ahead et le 8 décembre 2020 sur le marché intraday.
- Nemo (UK, BE) : la ligne sous-marine HVDC entre Zeebrugge et Richborough a été mise en service le 31 janvier 2019. Sa capacité nominale est de 1024 MW et permet à la Belgique d'échanger de l'électricité avec la zone de dépôt des offres « Grande-Bretagne » dans la région de calcul de la capacité Channel. Grâce à Nemo Link, les clients auront la possibilité d'acheter des capacités allant jusqu'à 1000 MW dans les deux sens, GB-BE ou BE-GB via des enchères explicites et/ou implicites
- MOG I : Le MOG I est opérationnel depuis septembre 2019. Une première connexion est opérationnel avec le parc éolien Rentel. Depuis lors, trois autres parcs, à savoir Northwester2, Mermaid et Seastar ont été connectés et démarrent désormais un par un.
- Cluster Belgique – Luxembourg: capacité augmentée à la frontière BE/LU. D'abord (2016) un transformateur de phase (PST) sera installé sur la ligne existante 225 kV line entre le LU et la BE. L'installation du transformateur de phase est réalisé mais pas encore en service. Dans un second temps une nouvelle interconnexion sera créée entre le réseau Creos au LU et le réseau ELIA en BE, via un câble double circuit souterrain 16 km AC double circuit 225 kV, avec une capacité de 1,000 MVA (onshore).

Deuxième liste PCI de l'Union européenne du 18 novembre 2015<sup>94</sup> :

- BRABO II + III : nouvelle ligne 380 kV entre Zandvliet et Mercator composée d'une double connexion, y compris une nouvelle sous-station 380 kV à Lillo :
  - BRABO II :
    - ✓ De mars 2017 au printemps 2019, Elia a posé deux câbles 150 kV entre les postes à haute tension de Zandvliet et Lillo, en passant sous la Scheldelaan (N101). Ces nouveaux câbles souterrains remplaceront les deux lignes 150 kV existantes, situées le long de l'A12, qu'Elia portera plus tard à 380 kV.
    - ✓ De janvier 2018 à décembre 2019, Elia a construit une nouvelle ligne 380 kV entre les postes à haute tension de Lillo et Liefkenshoek. Pour que la ligne à haute tension puisse traverser l'Escaut, Elia installe un pylône sur chaque rive.
    - ✓ De janvier 2018 à fin 2021, Elia renouvelle et renforce la ligne 150 kV existante entre Zandvliet et Lillo, qui longe l'A12, pour en faire une ligne 380 kV.

---

<sup>93</sup> Règlement délégué (UE) No 1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

<sup>94</sup> Règlement délégué (UE) 2016/89 de la Commission du 18 novembre 2015 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

✓ D'août 2018 à janvier 2019, Elia a posé un nouveau câble 150 kV entre le poste à haute tension de Ketenisse et le pylône P18N à Liefkenshoek.

✓ La dernière partie a été mise en œuvre le 27 novembre 2020

- BRABO III : Cette ligne aura une longueur de 19 kilomètres entre Liefkenshoek (commune de Beveren) et le poste à haute tension Mercator (commune de Kruibeke) en passant par le poste à haute tension de Kallo (commune de Beveren). Selon le planning actuel, à partir de 2023, Elia renouvellera et renforcera en 380 kV la ligne à haute tension 150 kV existante entre Liefkenshoek à Beveren et le poste à haute tension Mercator à Kruibeke.
- Selon le planning actuel, à partir de 2022, Elia devrait renouveler et renforcer en 380 kV la ligne à haute tension 150 kV existante entre Liefkenshoek et le poste à Mercator. Brabo III a pour objectif d'augmenter la capacité d'exportation et importation à la frontière nord et devrait être réalisé mi-2025
- Horta-Mercator : Remplacement des accompagnateurs de la double connexion 380 kV entre les sous-stations Horta et Mercator par des accompagnateurs de haute performance, afin de doubler la capacité de transport. La connexion via Mercator jusque Doel est intégrée dans la sous-station Mercator afin d'obtenir un meilleur équilibre de flux et d'éviter un upgrade entre Mercator et Doel. En 2019, la liaison haute tension Mercato-Horta a été remise en service.

Dans la troisième liste PCI<sup>95</sup> le projet « Installation de stockage de l'électricité par pompage-turbinage en mer en Belgique ou actuellement dénommé "iLand" » a été reconnu comme projet PCI. À l'heure actuelle, il n'existe aucune demande de raccordement concrète. Aucune réservation de capacité n'est donc prévue pour le raccordement d'iLand. Plus généralement, le raccordement de chaque nouveau client au réseau à haute tension suit un processus spécifique, défini par la loi conformément au RTF. Elia traite chaque demande de raccordement en faisant abstraction de la technologie. Elia tient à souligner qu'il convient de développer de tels projets de manière coordonnée entre toutes les parties concernées, y compris Elia.

Une quatrième liste PCI, adoptée par la Commission Européenne le 31 octobre 2019<sup>96</sup>, est entrée en vigueur en avril 2020.

Dans ce cadre Elia a soumis deux nouveaux projets PCI, à savoir :

- MOG II : MOG-II consiste en des investissements dans le réseau *offshore* qui permettra de raccorder une nouvelle vague d'énergie *offshore* au continent (en plus des 2,3 GW d'énergie éolienne *offshore* déjà prévus d'ici 2020 - ce qu'on appelle la « phase 1 ») d'une manière efficace et fiable - et facilite donc grandement l'intégration des SER en Belgique. La quantité d'énergie *offshore* visée pour la deuxième phase est comprise entre 1,7 GW et 2,04 GW, conformément à la stratégie belge en matière d'énergie qui fixe un objectif global de 4 GW d'ici 2030. MOG II vise à raccorder les nouveaux parcs éoliens *offshore* à des plates-formes de transformation *offshore* et à transporter l'énergie au moyen de câbles 220 kV AC vers une nouvelle sous-station *onshore* qui sera intégrée au réseau de transport existant. En 2021 la CREG donnera son avis sur la conception du réseau MOG II.

---

<sup>95</sup> Règlement délégué (UE) 2018/540 de la Commission du 23 novembre 2017 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

<sup>96</sup> Règlement délégué (UE) 2020/389 de la Commission du 31 octobre 2019 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

Le calendrier pour le raccordement de cette capacité de production *offshore* supplémentaire dépend de deux paramètres importants : d'une part, la mise en place d'une procédure d'appel d'offres (désormais prévue pour 2022) et les études préliminaires nécessaires à cette fin (voir « Note de principe Appel d'offres *offshore* parcs éoliens à partir de 2020 » approuvées par le Conseil des ministres belge fin août 2018) et d'autre part les renforcements de réseau onshore nécessaires (projets Ventilus et Boucle du Hainaut).

Elia travaille actuellement avec le gouvernement et l'administration belges, la CREG (autorité de régulation) et d'autres parties prenantes pour définir le cadre d'un système d'appel d'offres pour les nouveaux parcs éoliens et pour lancer les études nécessaires concernant les zones de production et la future infrastructure de transport (nombre de plateformes, câbles, conception du réseau, etc.).

*Autres investissements concernant les interconnexions transfrontalières non PCI :*

Le projet Zandvliet-Rilland : Ce projet vise le renforcement de l'interconnexion 380 kV Zandvliet-Rilland existante grâce au remplacement des conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif entre Zandvliet (Belgique) et Rilland (Pays-Bas) par des conducteurs à haute performance, à l'installation de deux transformateurs déphaseurs supplémentaires et à la restructuration du poste de Zandvliet. Ce renforcement de la capacité d'interconnexion de la frontière nord (combiné au projet BRABO) réduit le risque de voir cette frontière devenir un facteur restrictif pour les échanges de flux de plus en plus importants et de plus en plus variables entre les marchés au sein de la zone CWE.

La date de mise en service prévue pour ce projet est 2022.

Le projet Van Eyck-Maasbracht : Le projet Van Eyck-Maasbracht qui est sous étude porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV Van Eyck-Maasbracht existante. La solution de référence consiste à remplacer les actuels conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif entre Van Eyck (Belgique) et Maasbracht (Pays-Bas) par des conducteurs à haute performance, à installer deux transformateurs déphaseurs supplémentaires et à restructurer le poste de Van Eyck. D'autres variantes sont également analysées. La solution sera examinée de manière trilatérale par Elia, TenneT et Amprion.

La date de mise en service prévue pour ce projet est 2030.

Le projet Avelin-Horta : Ce projet vise, d'une part, le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Avelin/Mastaing (France) et Avelgem (Belgique) grâce au remplacement des conducteurs actuels de la liaison aérienne en courant alternatif entre Avelin/Mastaing et Avelgem par des conducteurs à haute performance et, d'autre part, le remplacement des conducteurs actuels de la liaison aérienne en courant alternatif entre Avelgem et Horta (Zomergem) par des conducteurs à haute performance.

La date de mise en service prévue pour ce projet est passée de 2021 à 2022.

Le projet Lonny-Achêne-Gramme : Ce projet porte sur le renforcement de l'interconnexion 380 kV existante entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France). Il sera réalisé en plusieurs phases. La première phase de ce renforcement est nécessaire afin de permettre une meilleure répartition des flux attendus à la frontière sud d'ici 2025 en prévision de la sortie du nucléaire. La solution de référence consiste à installer un transformateur déphaseur du côté belge. La seconde phase est un renforcement supplémentaire. La solution de référence consiste à remplacer les actuels conducteurs de la liaison aérienne en courant alternatif 380 kV entre Achêne/Gramme (Belgique) et Lonny (France) par des conducteurs à haute performance, à installer un second transformateur déphaseur et à restructurer

les postes d'Achêne et de Gramme. D'autres variantes sont également analysées. Ce projet est actuellement en phase d'étude. La date de mise en service prévue pour ce projet est 2030.

Le projet Aubange-Moulaine : ce projet vise le renforcement de l'interconnexion 220 kV existante entre Aubange (Belgique) et Moulaine (France) grâce à l'installation de deux transformateurs déphaseurs au poste d'Aubange.

Le renforcement de la frontière sud est complémentaire au renforcement d'Avelin-Avelgem et limite les risques de voir cette interconnexion devenir un facteur restrictif pour les échanges de flux entre les marchés.

La date de mise en service prévue pour ce projet est 2021.

Nautilus : Un second projet, le projet Nautilus, est en phase d'étude et consiste à analyser la possibilité d'une seconde interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni. La solution de référence est une liaison sous-marine câblée de 1 000 à 1 400 MW en courant continu (HVDC). Au vu des résultats provisoires de l'étude et compte tenu du fait que le développement d'une telle infrastructure nécessite une dizaine d'années, la mise en service est à l'heure actuelle prévue pour 2028 au plus tôt. Le calendrier, la localisation, le tracé et la capacité font encore l'objet d'études complémentaires. Dans ce contexte, Elia et National Grid Interconnector Holdings Limited (NGIHL) mènent une étude de faisabilité bilatérale avant de confirmer que cette interconnexion pourrait être définitivement réalisée.

Boucle du Hainaut : ce projet vise la réalisation d'un nouveau corridor de 6 000 MW entre le poste d'Avelgem à la frontière sud du pays et le centre du pays (poste à déterminer sur l'axe Bruegel-Courcelles). Le projet vise à améliorer la sécurité et la fiabilité du réseau afin de pouvoir transporter les flux des échanges frontaliers et, par exemple, la production des éoliennes en mer. Avec le renforcement des lignes existantes avec la technologie HTLS, ce projet contribue à la réalisation du ring Mercator-Van Eyck-Gramme-Courcelles-Avelgem. Le nouveau corridor Avelgem-Centre est quant à lui un prérequis pour l'intégration de l'augmentation de la capacité de production offshore prévue en 2028 dans le projet MOG II. La mise en service de la Boucle du Hainaut est prévue pour 2028.

Ventilus : ce projet vise la réalisation d'un nouveau corridor de 6 000 MW entre les postes de Stevin et Avelgem en Flandre occidentale afin de permettre une augmentation de la capacité de production offshore. Sa mise en service est actuellement prévue pour 2028.

#### **2.4.6. Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats membres concernés et ACER**

En 2020, la CREG a continué d'entretenir de bonnes relations avec ses homologues étrangers, y compris en dehors du CEER et de l'ACER. En ce qui concerne les pays voisins, elle a veillé à maintenir de bons contacts au plus haut niveau. Ainsi, grâce à un cofinancement de la Commission européenne, les travaux de développement menés avec la présidence du régulateur français de l'énergie (la CRE) se sont poursuivis en vue du développement de Regulae.fr, le réseau international des régulateurs francophones de l'énergie.

En 2020, ce réseau, au sein duquel la CREG participe au comité de coordination et au comité de communication, a organisé, du 8 au 14 décembre, son septième atelier de travail (ou premier atelier virtuel) sur le thème de l'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution d'électricité. L'évènement était composé de deux parties :

- un atelier organisé par RegulaE.Fr portant sur les grands enjeux de l'accès des tiers aux réseaux d'électricité d'une part, dans le cadre duquel la CREG est intervenue, par le biais d'une

présentation, sur la question de l'intégration des renouvelables et de l'accès aux interconnexions régionales ; et

- un atelier technique organisé par la Facilité Global d'Assistance Technique (TAF) de la Direction Générale de la Coopération internationale et du Développement (DG DEVCO), sous la forme de groupes de travail axés sur les questions pratiques des régulateurs.

À la suite de la crise sanitaire liée au Covid-19, une plateforme collaborative d'échanges d'informations sur les mesures nationales prises pour faire face aux conséquences de la crise sur le secteur de l'énergie a également été mise en place.

Dans le cadre du Brexit, la CREG est restée attentive tout au long de l'année 2020 pour assurer la continuité du fonctionnement du marché intérieur de l'énergie en cas de « *no deal* » et pour consolider le cadre réglementaire des marchés belges de l'électricité et du gaz. L'accord de commerce et de coopération, conclu in extremis entre la Commission européenne et le Royaume-Uni à la fin de 2020, a fait naître de nouvelles dispositions en matière d'énergie, prévoyant un nouveau modèle de commerce et d'interconnexion assorti de garanties de concurrence ouverte et équitable. La CREG et les régulateurs de l'énergie des pays voisins vont s'adapter à ce nouveau cadre de coopération afin de sauvegarder les échanges entre le continent et le Royaume-Uni.

Ensuite, dans le prolongement des accords conclus précédemment avec le régulateur allemand BNetzA, la CREG a contribué, au cours du premier semestre 2020, à la consultation KAP+ relative à l'introduction d'un mécanisme de « *oversubscription* » et « *buy-back* » dans le réseau de gaz naturel allemand. Ce mécanisme permet d'offrir une capacité supplémentaire sur le marché unifié du gaz naturel allemand, de sorte que le flux de gaz naturel vers le réseau de gaz naturel belge en provenance de l'Est reste également garanti.

Outre ces contacts bilatéraux directs avec ses homologues voisins, la CREG a répondu en 2020 à des questions diverses et variées posées par les régulateurs ou organismes de régulation italien, allemand, roumain, suédois, portugais, français, tchèque, finlandais, hongrois, lituanien, grec, suisse et polonais. D'autre part, le *European Regulators Forum*, instauré pour se conformer à l'obligation faite à l'ensemble des régulateurs nationaux de l'énergie de l'Union européenne d'adopter des décisions conjointes (les « *all NRA decisions* ») sur des propositions communes émanant de l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport (les « *all TSO proposals* »), ne s'est réuni qu'une seule fois. La coopération limitée au sein de ce forum s'explique par l'entrée en vigueur le 1er janvier 2020 du règlement électricité (UE) 2019/943 du 5 juin 2019, à la suite de laquelle toutes les nouvelles décisions nécessitant une décision européenne commune ont été transmises directement à l'ACER sans avoir été traitées au préalable au sein du forum.

Au niveau régional, la CREG faisait partie en 2020, pour la poursuite du développement des règles harmonisées d'allocation de capacités à court et long terme, de la région Core (pour les interconnexions avec les pays continentaux voisins, à savoir la France, l'Allemagne et les Pays-Bas) et de la région Channel (pour l'interconnexion avec la Grande-Bretagne) et, pour la gestion et le maintien de l'équilibre au sein de tous les réseaux interconnectés d'une fréquence de réseau de 50 Hz, de la zone synchrone d'Europe continentale. Dans la région Core, trois décisions ont été prises concernant le court terme et deux décisions concernant les règles d'allocation à long terme. Dans la région Channel, une autre décision commune a été prise en ce qui concerne la coordination régionale pour la sécurité d'exploitation, mais cette région a cessé d'exister depuis l'entrée en vigueur le 1er janvier 2021 de l'accord commercial conclu entre le Royaume-Uni et l'Union européenne. Dans la zone synchrone d'Europe continentale, quatre décisions ont été prises en application des règlements équilibrage et gestion du réseau.

## 2.5. CONFORMITÉ

### 2.5.1. Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

### 2.5.2. Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre du GRT Elia, des GRDs et des entreprises d'électricité actives sur le marché belge d'électricité concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives

#### 2.5.2.1. Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

#### 2.5.2.2. Région flamande

L'Article 13.1.2 du Décret sur l'Energie accorde à le VREG le droit d'exiger auprès de chaque partie du marché toute information ou communication de documents/données et dans le cas échéant d'imposer des amendes administratives.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

#### 2.5.2.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

#### 2.5.2.4. Région de Bruxelles-Capitale

L'article 32 de l'ordonnance électricité permet à BRUGEL d'imposer une sanction administrative en cas de non-respect du cadre légal bruxellois et réglementaire lié au marché de l'énergie. Cette compétence n'a pas été mise en œuvre en 2020. Néanmoins, BRUGEL a identifié des manquements dans le chef des fournisseurs et du gestionnaire du réseau. À la suite d'une procédure à l'amiable, ces manquements ont été corrigés ou sont en voie de rectification.

*Contentieux :*

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

## 2.6. CONCURRENCE

### 2.6.1. Marché de gros

En 2020, on constate que la consommation électrique belge totale, telle que mesurée par le Elia, s'est élevée à 69,6 TWh et a donc de nouveau connu une diminution par rapport à l'année précédente (-7%), ce qui s'explique par la crise du covid-19. Le volume prélevé chaque année sur le réseau d'Elia a continué à baisser en 2020 où il a connu le plus bas niveau jamais enregistré et la plus forte baisse des cinq dernières années. Cette baisse ne peut être considérée comme structurelle compte tenu des mesures prises à la suite du covid-19. Les centrales nucléaires ont produit 31,9 TWh (soit 43,2% de la production belge), ce qui représente une diminution (-9,5TWh) par rapport à 2019, en raison d'une plus grande disponibilité. L'intensité carbone de la production d'électricité en Belgique a continué sa tendance historique à la baisse et a diminué de moitié depuis 1990.

Sur le marché à court terme, le prix de l'électricité a connu en 2020 une baisse de 19% par rapport à l'année précédente (7,5€/MWh). Sur les autres marchés, les prix diminuent également. Sur le marché à long terme, le prix *year-ahead* a atteint en moyenne 40,7 €/MWh en 2020. L'écart de prix moyen en région Europe du centre-ouest, est de 4,7 €/MWh, ce qui dépasse le chiffre de 2019 (3,4 €/MWh).

### 2.6.2. Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau et de l'efficacité atteints en termes d'ouverture des marchés et de la concurrence pour le marché de gros

*Niveau des prix de gros :*

En 2020, le prix moyen du marché journalier pour la fourniture d'électricité en Belgique était égal à 31,9 €/MWh, soit 19 % de moins qu'en 2019 et le niveau de prix moyen le plus bas jamais observé sur le marché journalier belge (Figure 11)<sup>97</sup>. L'impact de la covid-19 est évident, avec des prix en forte baisse depuis le début de l'année et un retour progressif à la normale vers la fin de l'année malgré une seconde chute après septembre (Figure 12). Aux Pays-Bas, en Allemagne et en France, on observe une évolution similaire des prix du marché journalier. La convergence des prix s'est également plus ou moins maintenue tout au long de l'année

---

<sup>97</sup> Note (Z) 4 février 2021 relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2020



Figure 11 – Prix moyens du marché journalier pour fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE, par année de 2007 à 2020 inclus

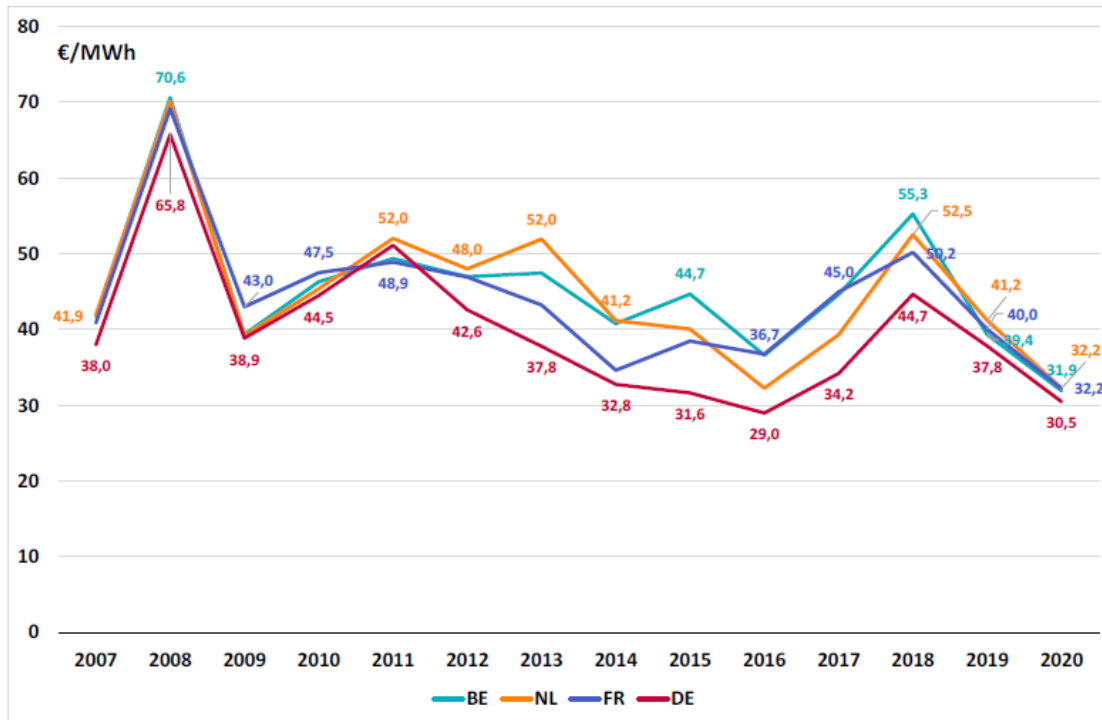
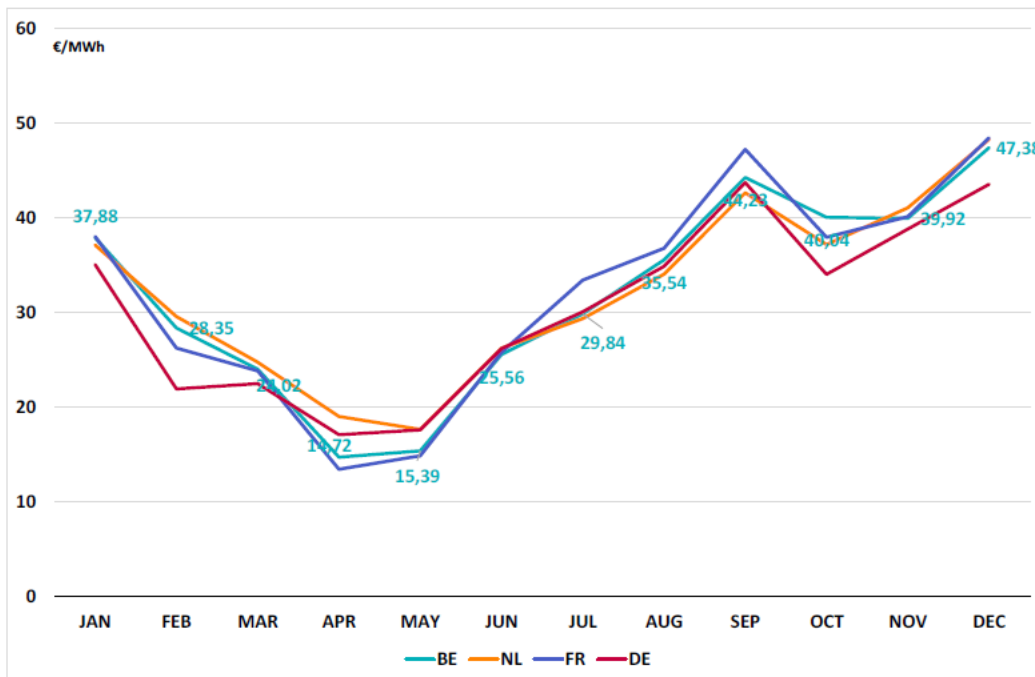


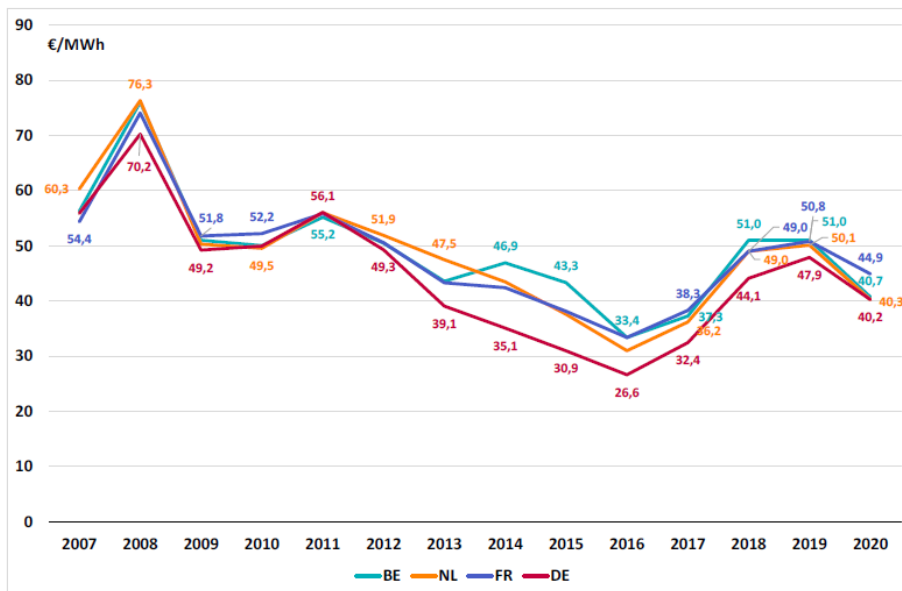
Figure 12 – Prix moyens du marché journalier pour fourniture d'électricité dans les pays de la région CWE, par mois en 2019.



Le prix moyen à long terme en 2020 (fourniture en Belgique pour l'année suivante, c'est-à-dire 2021) a baissé d'un cinquième pour atteindre 40,7 €/MWh, ce qui indique que les acteurs du marché s'attendent à ce que la baisse du prix journalier pour l'échange d'électricité se poursuive au moins

jusqu'en 2021 (Figure 13). Le prix moyen à long terme en France est plus élevé qu'en Belgique (44,9 €/MWh). Cela est dû à la révision à la baisse des attentes concernant la disponibilité des centrales nucléaires françaises en 2021. Le marché ne prévoit qu'un impact limité sur les prix en Belgique, car un niveau de prix similaire à celui de la Belgique est également observé aux Pays-Bas (40,3 €/MWh) et en Allemagne (40,2 €/MWh).

Figure 13 - Prix moyen pratiqué pendant une année de négoce pour un contrat *year ahead* pour fourniture d'un profil de consommation de base d'électricité par zone de dépôt des offres dans la région CWE



#### Le degré de transparence :

En 2020, la CREG a réalisé d'initiative une étude<sup>98</sup> sur la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2019, ayant pour objectif d'améliorer la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels.

L'étude contient une analyse des contrats de fourniture d'électricité et du comportement de prélèvement de clients industriels. Pour des questions de données disponibles, les analyses sont basées sur une définition différente de la notion de « grand client industriel ». Dans l'analyse des contrats de fourniture, chaque client présentant une consommation facturée d'au moins 10 GWh/an est désigné comme un « grand client industriel » (y compris les entreprises raccordées au niveau de la distribution). La CREG constate qu'en 2019, 460 grands clients répondaient à ce critère en Belgique. (24,9 TWh) Cela correspond à 31 % de la consommation des clients finals belges en 2019<sup>99</sup>, à savoir un volume de consommation total facturé de 24,9 TWh. Dans l'analyse du comportement de prélèvement, chaque client raccordé au réseau de transport d'Elia est désigné comme un « grand client industriel » (y compris ceux dont la consommation facturée est inférieure à 10 GWh/an. Le prélèvement d'électricité annuel total a baissé à 16,68 TWh en 2019 La consommation totale industrielle d'électricité diminue à 27,55 TWh, dont la majorité était destinée à l'industrie manufacturière.

<sup>98</sup> Étude (F)2126 relative à la fourniture d'électricité des grands clients industriels en Belgique en 2019.

<sup>99</sup> Synergrid, Flux d'électricité en Belgique en 2019, mars 2020 consultable [http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2019 - FLUX ELECTRICITE\\_FR.pdf](http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=2019 - FLUX ELECTRICITE_FR.pdf)

Une analyse des contrats de fourniture démontre que ce sont surtout des contrats de courte durée (1 ou 2 ans) qui sont souscrits. Concernant le prix de l'énergie facturé, des écarts de prix importants entre clients industriels sont constatés au cours de la même année. Ceux-ci ne peuvent pas s'expliquer par le volume consommé. En 2019, les prix contractuels se situent entre 15 €/MWh et 95 €/MWh et les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 49 €/MWh et 68 €/MWh et les 50 % de clients médians ont un prix situé entre 49 €/MWh et 68 €/MWh. Ces importants différentiels de prix s'expliquent principalement par les caractéristiques propres à chaque client industriel, mais également par le timing choisi par les clients industriels pour conclure leur contrat et exécuter les « *clicks* ».

Entre 2002 et 2009, le prix de l'électricité facturé a augmenté de manière constante. Il a baissé en 2010, après quoi il est resté stable jusqu'en 2012 avant de diminuer encore. Ceci indique notamment que la diminution des prix sur les bourses de l'électricité observée au cours de cette période a plus que compensé l'augmentation de la « contribution renouvelable » demandée par le fournisseur pour compenser les coûts encourus afin de respecter son obligation régionale de certifier une partie (généralement) croissante de la livraison d'électricité par des certificats de cogénération et/ou verts. Enfin, de manière cohérente avec la hausse des prix *forward* observée sur les bourses d'électricité, le prix de l'énergie facturé aux grands industriels belges a augmenté entre 2017 et 2019.

Le prélèvement annuel des grands clients industriels raccordés au réseau à haute tension d'Elia diminue de 17,52 TWh en 2018 à 16.68 TWh en 2019. Le prélèvement mensuel le plus élevé en 2019 a été mesuré en mars avec un volume de 1,52 TWh. La différence entre les prélèvements journaliers minimum et maximum est resté stable par rapport à 2018

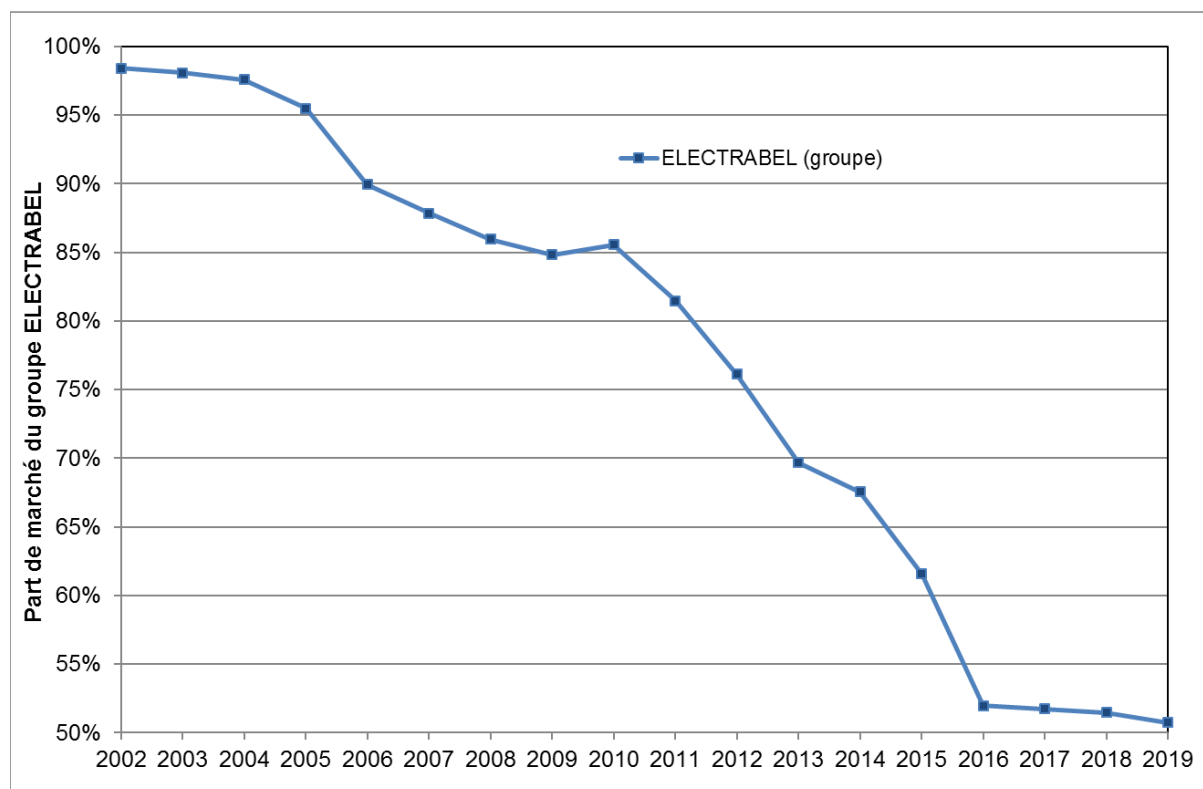
#### *Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :*

La fourniture sur ce segment des grands clients industriels est dominée par le groupe ELECTRABEL<sup>100</sup>. Ce fournisseur a fourni, en 2019, 48 % des grands clients industriels belges et a couvert 50,7 % de la consommation totale facturée aux grands clients industriels belges.

---

<sup>100</sup> Le groupe ELECTRABEL reprend les sociétés ELECTRABEL, ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS ainsi que les volumes vendus par l'intermédiaire du consortium BLUE SKY (liquidé).

Figure 14 : Part de marché d'ELECTRABEL concernant les volumes fournis aux grands clients industriels, par an (Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs)



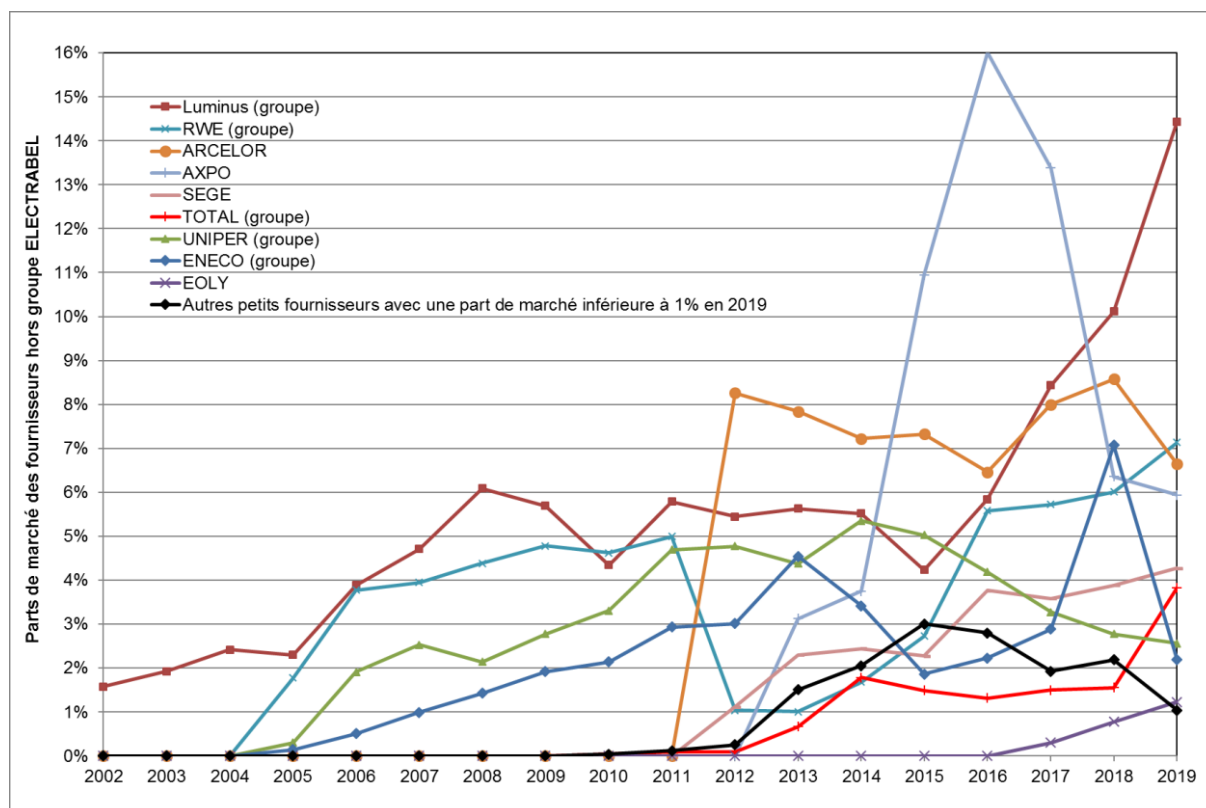
Comme illustré à la figure 16, ce sont essentiellement les groupes Luminus<sup>101</sup> UNIPER<sup>102</sup> et RWE<sup>103</sup> qui ont pris des parts de marché à ELECTRABEL durant les premières années de la libéralisation. Depuis 2010, ces groupes ont toutefois connu soit une stabilisation de leur part de marché, soit une chute brutale liée à une décision d'arrêter certaines activités en Belgique qui est progressivement résorbée suite à la récente relance de nouvelles activités en Belgique.

<sup>101</sup> Le groupe EDF Luminus reprend les sociétés EDF Belgium et SPE avant l'année 2011.

<sup>102</sup> Le groupe UNIPER reprend la société E.ON.

<sup>103</sup> Le groupe RWE reprend les sociétés RWE, ESSENT et POWERHOUSE.

Figure 15 : Parts de marché des fournisseurs, à l'exception d'ELECTRABEL, concernant les volumes fournis annuellement aux grands clients industriels Source : CREG sur la base des données communiquées par les fournisseurs



L'importante diminution des parts de marché du groupe Electrabel observée entre 2010 et 2016 s'explique premièrement par le développement par certains clients industriels, tels qu'Arcelor, Total et Air Liquide - via SEGE -, de leurs propres activités de fourniture. La diminution des parts de marché du groupe Electrabel observée entre 2010 et 2016 s'explique deuxièmement par l'apparition et le déploiement d'autres fournisseurs. Certains de ces nouveaux entrants ont réussi à gagner des parts de marché significatives en l'espace de quelques années seulement. A titre d'exemple, Axpo a gagné 16 % de parts de marché entre 2012 et 2016. Depuis 2016, c'est essentiellement le groupe Luminus qui a pris des parts de marché au détriment d'Axpo.

<b>Electricity Wholesale market indicators</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<i>Electricity Production</i>	21,29 GW	20,6	21,585	22,7	23,1	23,9
<i>Number of active wholesale companies</i>	NAV	NAV	NAV	34	38	56
<i>Total electricity demand</i>	77TWh	77TWh	77TWh	77TWh	74TWh	70TW
<i>Imports volume</i>	20,8	7,7	7,8	21,8	11,3	11,2
<i>Exports volume</i>	0	1,2	1,2	4,3	13,6	12,1
<i>Market share of the largest entities producing electricity (CR3) by capacity</i>	91.9%	89,4%	89,99%	88,1%	88,3%	86%

<i>Market share of the largest entities producing electricity (CR3) by volume</i>	83,2%	93,6%	93,07%	90,3%	91,5%	88%
<i>HHI of electricity producers</i>	4679	6303	6152	5130	5450	5648
<i>Number of traders active in the wholesale market</i>	56	44	46	57	NAV	NAV
<i>Traded volume in the spot electricity market</i>	23,7	19,6	17,9	25,9	18,4	NAV
<i>Traded volume in futures markets</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Total Traded volume</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Average spot electricity price</i>	44,7	36,6	44,6	55,3	39,4	31,89
<i>Generation fuel mix by source (GW)</i>	0.7358	0	0	0	0	
• Coal	4,982	6,5	6,688	7	6,6 0,3	0
• Natural gas					5,9	6,6
• Petroleum					1,5	0,2
• Nuclear	2,172	2,3	2,807	3,2	3,3	5,9
• Hydro	2,958	3,15	3,88	3,6	3,8	1,5
• Solar						3,9
- Wind (on- and offshore)						3,8
<i>Electricity production market share (%)</i>	9	93%	93%	79%	102%	100%
<i>Total installed generation capacity</i>	20,5	20,6	21,3	21,9	23,1	23,9

### 2.6.3. Marché de détail

Dans le cadre de sa compétence relative au prix final de l'électricité et du gaz, l'étude annuelle de 2020<sup>104</sup> présente les résultats de la mise à jour annuelle de son étude sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel. Depuis 2007, la CREG suit l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel facturés au client final. A l'évolution du prix de base de l'énergie, qui suit le marché, il convient d'ajouter les évolutions annuelles des tarifs des réseaux de transmission/transport et de distribution, ainsi que les prélèvements.

Concernant l'électricité, le prix total moyen facturé au client résidentiel entre 2007 et 2020 a augmenté de 56,41%. L'évolution diffère par région et par fournisseur. Concrètement il s'agit d'une hausse moyenne, de 445,88 €/MWh en Flandre, de 169,28 €/MWh à Bruxelles et de 332,86 €/MWh en Wallonie pour une consommation moyenne de 3.500kWh/an. Les évolutions provisionnent principalement des composantes suivantes : les tarifs de réseau de distribution, les surcharges publiques, l'énergie et la taxe sur l'énergie et la TVA. Par rapport à 2019, on constate une baisse moyenne de -6,15% pour les clients résidentiels en Belgique. Concrètement, il s'agit d'une baisse

<sup>104</sup> Étude (F)2223 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

moyenne de -57,59 €/période en Flandre, de -64,55 €/période à Bruxelles et de -50.01 €/période en Wallonie.

Le prix moyen payé par les clients professionnels en Belgique a également baissé de -21.32%.

## 2.6.4. Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence et du niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence

### 2.6.4.1. Niveau fédéral

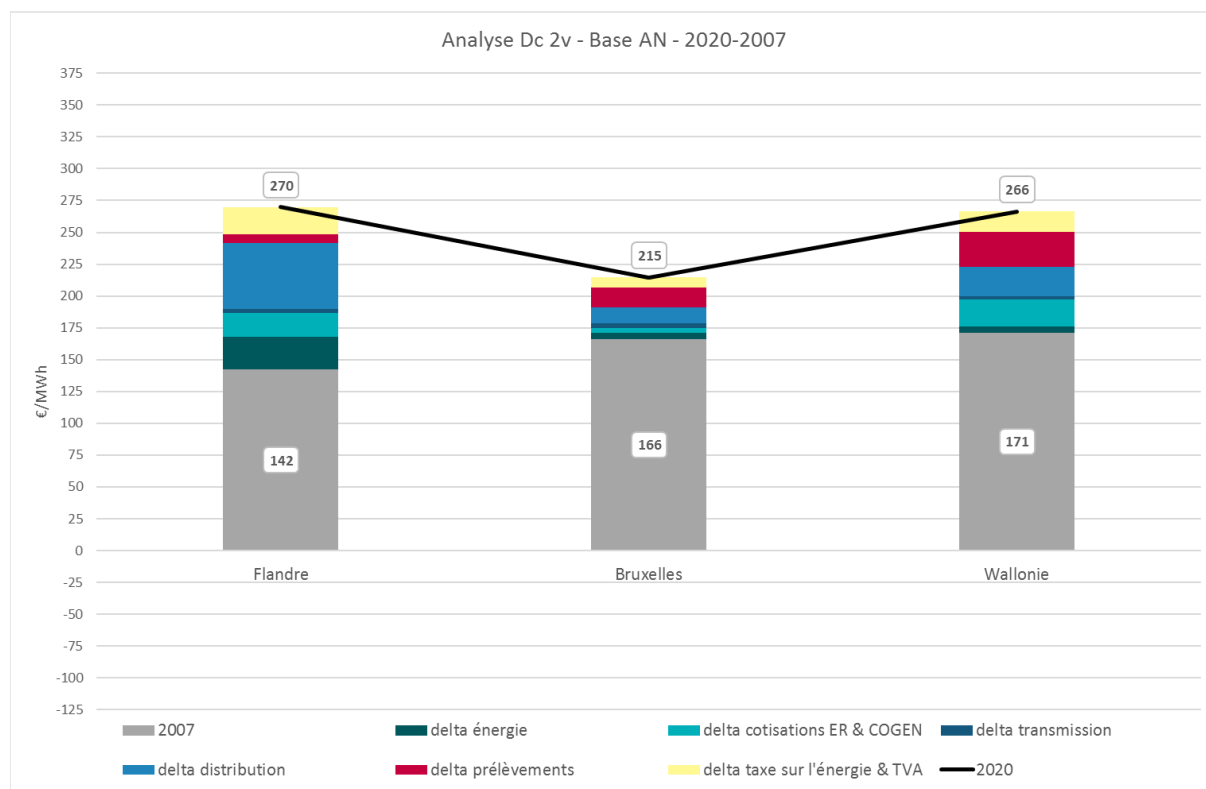
Niveau des prix :

PERIODE 2007-2019

#### Clients résidentiels (Dc 2v)

Entre 2007 et 2020, le prix total moyen a augmenté de + 56,41 % : la dernière année, la CREG a noté une diminution de – 6,15 %. 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 région<sup>105</sup>. 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 2020

Figure 16 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, Dc 2v, période 2020-2007



<sup>105</sup> 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 143,65 €/MWh en Flandre, de 66,81 €/MWh à Bruxelles et de 108,44 €/MWh en Wallonie<sup>106</sup>. 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.

#### Evolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a augmenté en moyenne de + 25,19 €/MWh en Flandre et de + 4,41 €/MWh à Bruxelles et en Wallonie. La dernière année, ce prix a diminué de – 9,25 €/MWh dans les trois régions. 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. 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).

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).

#### 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 + 19,03 €/MWh en Flandre, de + 4,25 €/MWh à Bruxelles et de + 21,81 €/MWh en Wallonie. La dernière année, ce prix a augmenté de + 1,00 €/MWh en Flandre, de + 0,94 €/MWh à Bruxelles et de + 2,04 €/MWh en Wallonie.

#### Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de + 51,44 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une baisse de – 7,06 €/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.

---

<sup>106</sup> Etant donné qu'un client Dc 2v a une consommation annuelle de 3 500kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de + 445,88 €/an en Flandre, de + 169,28 €/an à Bruxelles et de + 332,86 €/an en Wallonie.



- 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 +12,33 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une diminution de – 7,14 €/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 + 22,99 €/MWh ; pour la dernière année il s'agissait d'une diminution de – 3,82 €/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 + 7,04 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de + 2,61 €/MWh. La cotisation fédérale a augmenté de + 1,05 €/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 + 8,80 €/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également enregistré une hausse de + 7,63 €/MWh. Ces hausses ont été plus que contrebalancées par la suppression du prélèvement Elia en 2009.

À Bruxelles, les prélèvements publics ont augmenté de + 15,77 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de + 0,24 €/MWh. La cotisation fédérale a augmenté de + 1,05 €/MWh, les prélèvements fédéraux tels que la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens offshore », la « réserve stratégique » (...) ont grimpé de + 8,80 €/MWh, tandis que les prélèvements régionaux ont également augmenté de + 5,65 €/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 + 27,62 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une diminution de – 0,05 €/MWh. La cotisation fédérale a augmenté de + 1,05 €/MWh, les prélèvements fédéraux comme la « surcharge certificats verts », le « financement du raccordement des parcs éoliens offshore », la « réserve stratégique » (...) ont grimpé de + 8,80 €/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

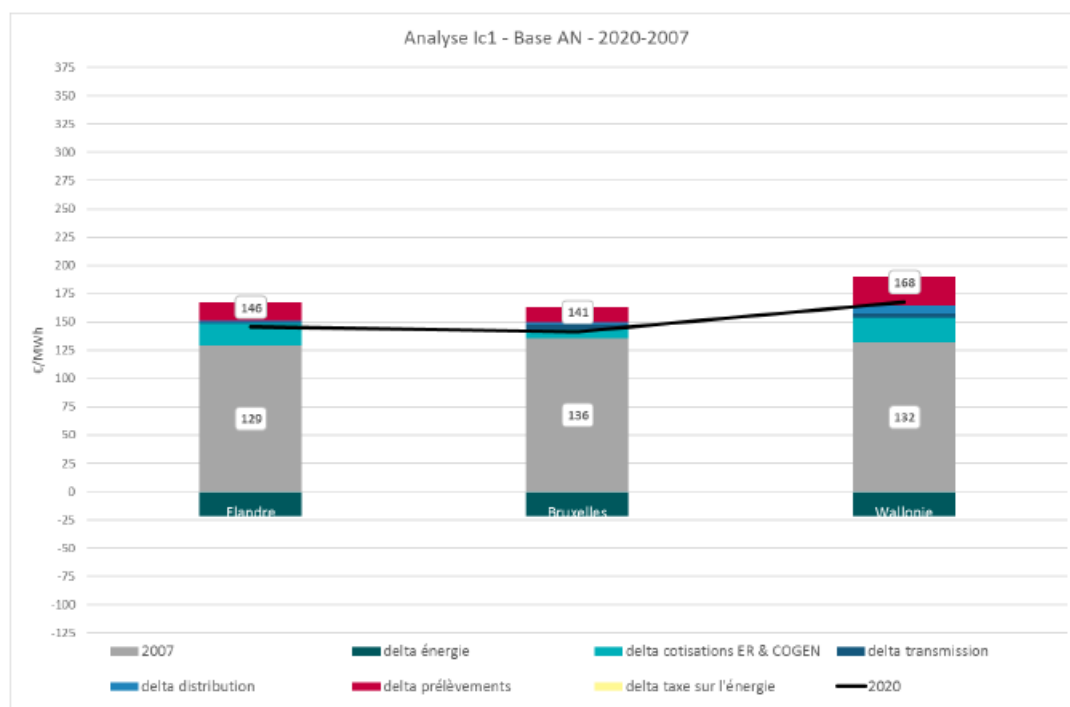
La taxe sur l'énergie et la TVA ont grimpé de + 21,51 €/MWh en Flandre, de + 7,87 €/MWh à Bruxelles et de + 15,97 €/MWh en Wallonie. La dernière année, on a relevé une diminution de – 3,02 € en Flandre, de – 3,17 €/MWh à Bruxelles et de – 2,45 €/MWh en Wallonie.

#### **Clients professionnels (Ic1)**

Entre 2007 et 2020, le prix total moyen a augmenté de + 14,72 % : la dernière année, la CREG a noté une diminution de – 5,41 %. 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

clienttype Ic1 par région. Ce graphique montre les évolutions moyennes par région<sup>107</sup>. 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 2020.

Figure 17 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, Ic1, période 2020-2007



Le prix total a ainsi augmenté, en moyenne, de + 16,50 €/MWh en Flandre, de + 5,83 €/MWh à Bruxelles et de + 36,06 €/MWh en Wallonie<sup>108</sup>. 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 diminué en moyenne de – 21,62 €/MWh. La dernière année, ce prix a diminué de – 11,50 €/MWh dans les trois régions. 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. 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 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).

### 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,

<sup>107</sup> 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.

<sup>108</sup> Etant donné qu'un client Ic1 a une consommation annuelle de 160 000 kWh, cela représente, sur base annuelle, une hausse de + 2.640,29 €/an en Flandre, de + 932,29 €/an à Bruxelles et de + 5.770,23 €/an en Wallonie.

de + 19,09 €/MWh en Flandre, de + 8,23 €/MWh à Bruxelles et de + 21,73 €/MWh en Wallonie. Au cours de la dernière année, elle a augmenté de + 0,95 € en Flandre, de + 1,22 €/MWh à Bruxelles et de + 1,96 €/MWh en Wallonie.

#### Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de + 1,31 €/MWh ; lors de la dernière année, il a diminué de – 1,24 €/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.

A Bruxelles, le tarif de réseau de distribution a augmenté de + 2,42 €/MWh ; lors de la dernière année, il a augmenté de + 0,41 €/MWh. 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 + 8,08 €/MWh ; la dernière année, il s'agissait d'une augmentation de + 0,35 €/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 + 16,52 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de + 2,46 €/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<sup>er</sup> 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 + 13,07 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de + 1,16 €/MWh.

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de + 24,41 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation de + 0,62 €/MWh. Cette évolution est basée sur les mêmes causes que celles d'un client-type Dc 2V.

### Évolution mensuelle du prix d'électricité en 2019

Figure 18 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2019 pour un client type résidentiel (client type = 3.500 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)

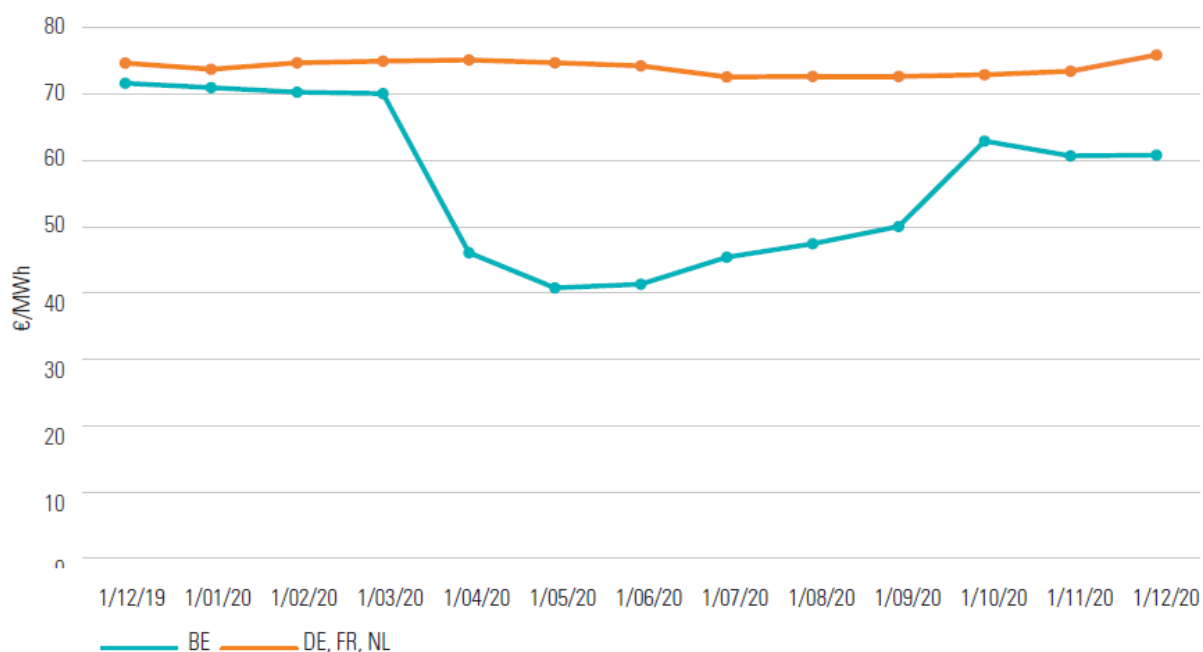
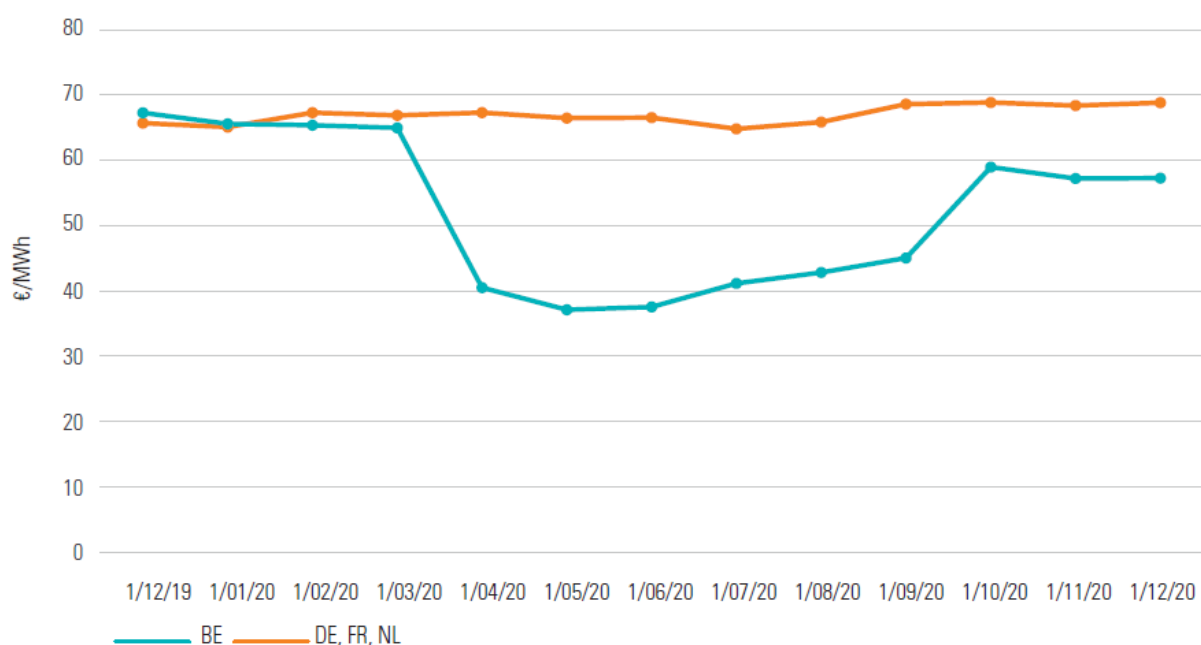


Figure 19 : Évolution mensuelle du prix de l'électricité en 2019 pour les PME et les indépendants (client type = 50 000 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)



#### Niveau de transparence :

Plus de 60 % des ménages et 70 % des indépendants et PME ont souscrit un contrat d'électricité à prix de l'énergie fixe. Pour les contrats à prix de l'énergie fixe, le prix par kWh consommé reste le même pendant toute la durée du contrat, même s'il s'étend sur plusieurs années.

Les contrats à prix de l'énergie variable suivent l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel, ce qui signifie que les consommateurs ayant souscrit ce type de contrat voient immédiatement les hausses de prix se répercuter (partiellement) sur leur facture, ce qui s'applique également dans le cas de prix à la baisse.

Dans son choix entre un contrat à prix énergétique fixe ou variable, le consommateur doit décider s'il est prêt à prendre un risque en termes de prix. Le consommateur doit choisir le produit qui lui convient le mieux dans la diversité des produits proposés (prix énergétique fixe, prix énergétique variable à prix spot, prix énergétique variable à prix *forward*) et dans les profils de risques y afférents.

Pour les contrats à prix de l'énergie variable, les fournisseurs utilisent une formule de prix et un paramètre d'indexation. Les fournisseurs publient chaque mois leur nouvelle offre, accompagnée des fiches tarifaires correspondantes. Nous constatons qu'en début de mois, certains fournisseurs mentionnent sur leurs fiches tarifaires des prix qui ne sont pas corrects car ils ne tiennent pas encore compte de la nouvelle valeur du paramètre d'indexation. La définition et le mode de calcul des paramètres d'indexation sont néanmoins fixés par les fournisseurs.

Normalement, des fiches tarifaires présentant des prix corrects sont mises à disposition à compter du cinquième jour du mois pour tous les fournisseurs. Cette méthode de travail rend particulièrement difficile l'obtention à tout moment et certainement la première semaine de chaque mois d'informations de prix correctes, notamment pour les comparateurs de prix, mais bien entendu aussi pour les consommateurs.

*Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence:*

*La part de marché de la production de gros :*

Le tableau 29 donne une estimation, tant en valeur absolue (GW) qu'en valeur relative, des parts de marché belges dans la capacité de production de l'électricité à la fin de chaque année. Electrabel possède toujours une part de marché importante (67 %) par rapport à la production totale. Le deuxième acteur par ordre d'importance est EDF Luminus qui détient une part de marché de 16 % en capacité de production.

Tableau 31 : Parts de marché de gros dans la capacité de production d'électricité (Sources : données Elia, calculs CREG)

	Capacité de production (GW)																												
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Engie / Electrabel	13,3	13,7	12,4	11,8	11,5	11,2	10,2	9,7	9,1	9,4	9,3	10,2	10,5	10,4	86%	85%	75%	71%	68%	67%	67%	66%	66%	66%	69%	67%	66%	67%	
EDF-Luminus <sup>(1)</sup>	1,9	2,0	2,3	2,4	2,4	2,3	2,2	1,8	1,8	2,2	2,2	2,6	2,7	2,5	12%	12%	14%	14%	14%	14%	15%	12%	13%	15%	16%	17%	17%	16%	
E.ON	0,0	0,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,0	1,0	0,8	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0%	0%	8%	8%	8%	8%	6%	7%	6%	3%	0%	0%	0%	0%	
T-Power	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0%	0%	0%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	
Autres (<3%)	0,4	0,4	0,5	0,7	1,1	1,3	1,5	1,7	1,7	1,7	1,6	2,0	2,2	2,2	2%	3%	3%	4%	7%	8%	10%	12%	12%	12%	12%	13%	14%	14%	
<b>Total</b>	<b>15,6</b>	<b>16,1</b>	<b>16,5</b>	<b>16,7</b>	<b>16,7</b>	<b>16,6</b>	<b>15,3</b>	<b>14,6</b>	<b>13,9</b>	<b>14,2</b>	<b>13,5</b>	<b>15,2</b>	<b>15,8</b>	<b>15,5</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	
															<b>HHI</b>	<b>7 476</b>	<b>7 374</b>	<b>5 907</b>	<b>5 283</b>	<b>4 970</b>	<b>4 812</b>	<b>4 738</b>	<b>4 631</b>	<b>4 568</b>	<b>4 690</b>	<b>5 026</b>	<b>4 824</b>	<b>4 739</b>	<b>4 784</b>

(1) Les parts de SPE et EDF Luminus sont jointes depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

Le HHI, qui est un indice de concentration souvent utilisé, a légèrement diminué en 2020 mais reste très élevé avec une valeur de 4 784. À titre de comparaison, un marché est considéré comme étant très concentré lorsque le HHI est supérieur ou égal à 2 000.

Le tableau 30 donne la même estimation, mais sur le plan de l'énergie effectivement produite. En totalité, les unités raccordées au réseau d'Elia ont produit 68,4 TWh en 2020, ce qui est fort en-dessous du niveau de la production de 2019 qui était marquée par le retour de certaines centrales nucléaires

sur le marché, mais aussi de celui des années précédentes. La part de marché prédominante d'Electrabel a augmenté en 2020 à 73 % (contre 72 % en 2019). L'indice HHI a légèrement baissé à 5 648 en 2020, ce qui témoigne encore et toujours d'un marché très concentré.

Tableau 32 : Parts de marché de gros dans l'énergie produite (Sources : données Elia, calculs CREG)

	Énergie produite (TWh)																			2020																				2020
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2007	2008	2009	2010	2011		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020											
Engie / Electrabel	71,2	65,8	70,3	62,7	58,9	50,7	49,9	40,7	36,6	54,3	53,7	40,0	53,1	50,0	86%	85%	82%	72%	73%	71%	71%	68%	66%	78%	76%	69%	72%	73%												
EDF-Luminus <sup>(1)</sup>	9,3	9,4	12,2	12,2	9,3	8,5	8,6	7,6	7,3	7,2	8,5	9,7	11,7	7,9	11%	12%	14%	14%	12%	12%	12%	13%	13%	10%	12%	17%	16%	11%												
E.ON	0,0	0,0	0,5	8,8	8,5	7,8	6,9	6,3	4,6	0,9	0,0	0,0	0,1	0,1	0%	0%	1%	10%	11%	10%	11%	8%	1%	0%	0%	0%	0%	0%												
TPOWER	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,5	0,4	1,4	2,2	2,6	2,5	2,4	2,7	2,4	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	4%	4%	4%	4%	4%	4%												
Autres (<3%)	2,1	2,2	2,6	3,0	2,8	4,4	4,9	4,0	5,1	4,9	5,5	5,7	6,5	8,0	3%	3%	3%	3%	4%	6%	7%	7%	9%	7%	8%	10%	9%	12%												
<b>Total</b>	<b>82,6</b>	<b>77,4</b>	<b>85,5</b>	<b>86,6</b>	<b>80,5</b>	<b>71,9</b>	<b>70,7</b>	<b>59,9</b>	<b>55,8</b>	<b>69,9</b>	<b>70,2</b>	<b>57,8</b>	<b>74,1</b>	<b>68,4</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>												
															<b>HHI</b>	<b>7 631</b>	<b>7 448</b>	<b>7 070</b>	<b>5 636</b>	<b>5 679</b>	<b>5 322</b>	<b>5 372</b>	<b>5 052</b>	<b>4 729</b>	<b>6 273</b>	<b>6 158</b>	<b>5 383</b>	<b>5 657</b>	<b>5 648</b>											

(1) Les parts de SPE et EDF Luminus sont jointes depuis 2010 compte tenu de la reprise de SPE par EDF.

### La part de marché de détail de l'énergie :

La date à laquelle le marché de détail de l'énergie a été complètement libéralisé diffère selon les trois régions. Dans un marché libéralisé de l'énergie, les consommateurs peuvent choisir librement leur fournisseur d'électricité et/ou de gaz naturel. En Flandre, c'est le cas depuis le 1er juillet 2003. A Bruxelles et en Wallonie, le marché est totalement libéralisé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2007.

Juste après la libéralisation du marché, les deux fournisseurs standard (Electrabel et Luminus) détenaient conjointement une part de marché d'environ 97 %. La possibilité pour le consommateur de choisir lui-même un fournisseur d'énergie a eu un effet important sur l'évolution des parts de marché des fournisseurs. Au 30 juin 2020, Electrabel et Luminus détiennent toujours une part de marché conjointe d'environ 58 % pour l'électricité et 54 % pour le gaz naturel en Flandre, 64 % pour l'électricité et 61 % pour le gaz naturel en Wallonie, et 73 % pour l'électricité et 72 % pour le gaz naturel à Bruxelles. Les parts de marché susmentionnées sont pratiquement inchangées par rapport à la même période en 2019.

En ce qui concerne Bruxelles, Lampiris est clairement le deuxième acteur le plus important sur le marché de l'électricité et du gaz naturel, avec pour les deux vecteurs une part de marché qui atteint plus du double de celle de Luminus.

Les parts de marché des fournisseurs par région sont illustrées à la figure 20.







Figure 20 - Parts de marché fournisseurs (3 régions)



L'indice C3 rend compte des parts de marché conjointes des trois principaux fournisseurs. Le 30 juin 2020, cet indice s'élevait à 69 % en Flandre, à 91 % à Bruxelles et à 77 % en Wallonie. Cela représente une légère diminution (1-2 % à chaque fois) par rapport à l'année dernière. L'indice C3 est plus ou moins le même pour l'électricité et le gaz naturel dans les trois régions. L'indice C3 est considéré comme un bon indicateur de la concentration de marché mais ne dit rien sur le rapport entre les parts de marché des trois principaux fournisseurs. L'indice HHI<sub>1</sub> tient compte du rapport relatif entre les parts de marché des fournisseurs. Il est généralement admis que l'indice HHI d'un marché concurrentiel est égal ou inférieur à 2.000.

Le tableau 33 illustre les indices HHI, calculés le 30 juin 2020, pour les trois régions. En Flandre et Wallonie, l'indice HHI dépasse tout juste 2.000. Dans les trois régions, nous constatons une baisse de l'indice par rapport à l'année précédente, ce qui indique que la concurrence sur le marché de détail continue d'évoluer positivement. Bien que la baisse soit plus importante à Bruxelles qu'en Flandre et en Wallonie, la concentration du marché y reste plus élevée que dans les deux autres régions.

Tableau 33 - Indice de concentration (HHI)

FLANDRE		BRUXELLES		WALLONIE	
					
2211	2041	4526	4478	2646	2396

L'analyse des parts de marché et de la concentration du marché montre que la concurrence croissante entre les fournisseurs signifie que, malgré une légère augmentation de la part de marché d'Engie Electrabel en 2020, les parts de marché des anciens fournisseurs standard restent sous pression. La part de marché de Luminus continue à diminuer, souvent au profit de Lampiris et Mega. Les nouveaux fournisseurs sont également en concurrence les uns avec les autres et tentent de gagner des parts de marché. Pour attirer les consommateurs, les fournisseurs utilisent les canaux de vente suivants : leur propre site Internet, des points de vente physiques dans des chaînes de magasins ou des kiosques de vente, la vente à distance, la vente de porte-à-porte, les comparateurs de prix commerciaux, la participation à des achats groupés, etc. En multipliant les canaux de vente, les fournisseurs espèrent toucher autant de clients que possible.

#### 2.6.4.2. Région flamande

##### *Niveau de transparence :*

Le VREG tente d'améliorer la transparence du marché de l'énergie en Flandre en suivant l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et les clients professionnels (petites entreprises et commerces) et en fournissant des informations à ce sujet. Deux fois par an, le VREG publie à cet effet une analyse de prix détaillée : à l'automne dans son " *Marktmonitor*" et au printemps de l'année suivante dans son " *Marktrapport*".

Les données sur les prix utilisées à cet effet se basent sur les informations que les différents fournisseurs d'énergie transmettent au VREG pour le V-test, le module de comparaison des prix sur le site Internet du VREG, qui permet aux clients résidentiels et aux clients professionnels de comparer les produits, pour l'électricité et le gaz naturel, qui leur sont proposés en fonction de leurs principales caractéristiques.

Le VREG publie chaque mois sur son site Internet des statistiques relatives aux parts de marché des fournisseurs et aux comportements de la clientèle (*switch rates*). En plus, le " *Marktrapport*" (cf. supra) contient une analyse détaillée de l'évolution de niveau de concurrence dans l'année précédente.

##### *Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence :*

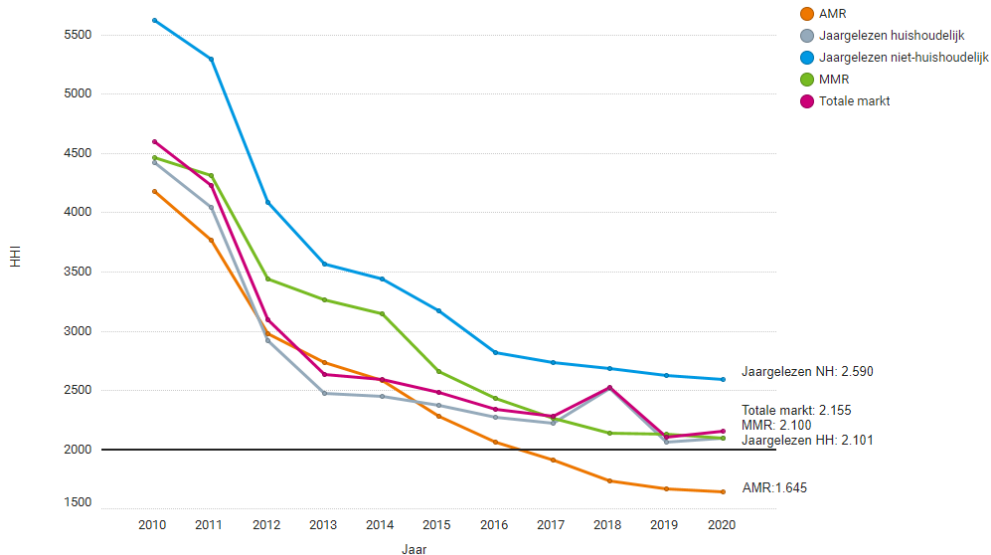
##### *Indice HHI :*

La figure 22 montre l'évolution de l'HHI au cours de la dernière décennie, sur la base du nombre de points d'accès. On observe une diminution de l'IHH dans toutes les catégories, sauf chez les clients résidentiels relevés annuellement (+1,87%). Par conséquent, l'IHH basé sur le nombre de points d'accès sur le marché total augmente également légèrement par rapport à l'année précédente (+2,19%). Comme l'année précédente, nous constatons que pour l'instant, seule la catégorie des compteurs AMR atteint déjà un IHH inférieur au benchmark de 2 000.



L'indice HHI peut également être calculé sur la base du volume d'électricité fourni. Pour l'ensemble du marché, ce chiffre s'élève à 2.203, ce qui représente une hausse par rapport à l'année précédente (4,60%).

Figure 22 : Evolution du HHI de 2010-2019 (en néerlandais)

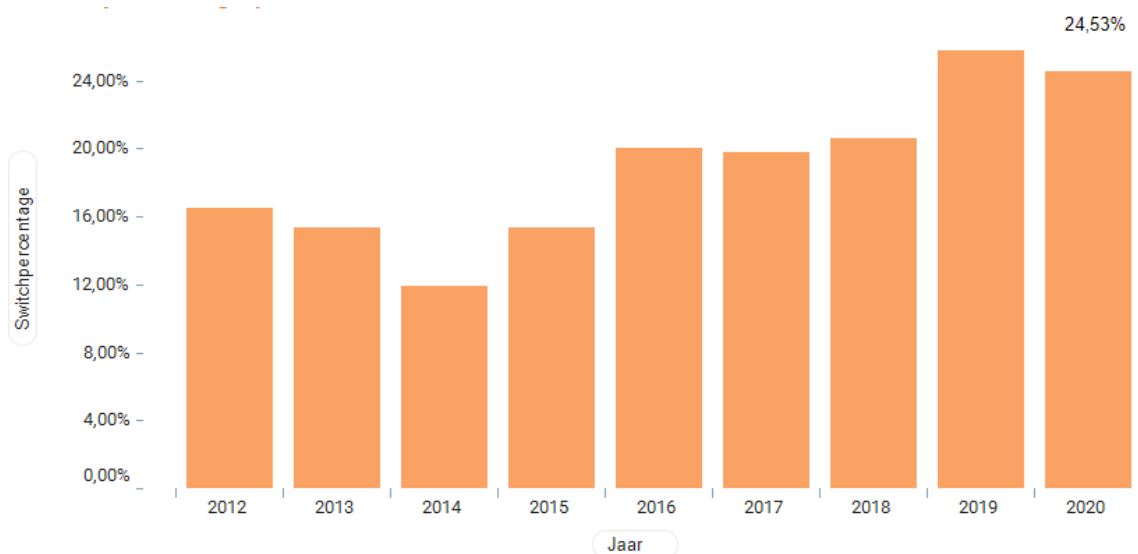


**Switch :**

La figure 23 rend compte, par le biais du « chiffre switch », du nombre relatif de changements effectués par les clients d'électricité de leur propre chef. Ce chiffre montre qu'après l'année record de 2019, un taux de changement élevé est également atteint en 2020, plus précisément 24,53%. D'après nos enquêtes annuelles, le prix reste la principale motivation pour changer de fournisseur. Pas moins de 82 % des ménages, 78 % des petites entreprises et 79 % des PME ont indiqué que c'était la principale raison du choix d'un nouveau fournisseur.

Nous constatons une baisse dans les segments des clients résidentiels et non résidentiels par rapport à l'année précédente, bien que la baisse soit plus prononcée parmi les clients non résidentiels.

Figure 23 : Indicateur annuel dynamique du marché de l'électricité (%)



### 2.6.4.3. Région wallonne

Tous les 6 mois, la CWaPE publie un rapport, accessible sur cette page de son site internet : <https://www.cwape.be/?dir=2&news=1057>, visant tant à mettre à la disposition du public - notamment via la mise en place d'un « Observatoire des prix du gaz et de l'électricité » - un ensemble d'informations qui lui permettront de mesurer et de comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel depuis le 1er janvier 2007 qu'à éclairer les pouvoirs publics en leur fournissant les informations et les données chiffrées qui les aideront à évaluer le fonctionnement des marchés.

Plus précisément, ce rapport a pour objectif de :

- quantifier les différents éléments constitutifs (énergie, transport, distribution, parafiscalité) des prix de l'électricité et du gaz naturel ;
- mesurer objectivement les évolutions de ces prix.

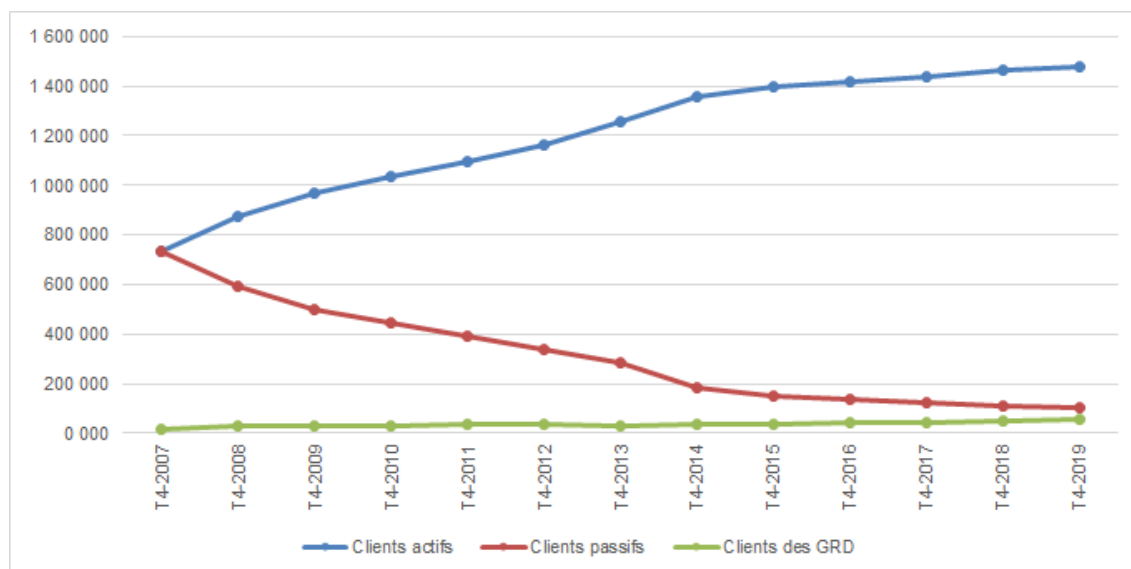
Concrètement, ce sont les données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la mise à jour mensuelle du simulateur tarifaire de la CWaPE et concernant les tarifs de l'électricité et du gaz naturel qui servent de base à l'analyse développée quant à l'évolution des prix applicables à la clientèle résidentielle en Région wallonne.

*Niveau de l'ouverture du marché et de la concurrence :*

La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives notamment aux parts de marché des fournisseurs, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle (<https://www.cwape.be/?dir=4.1.06>).

Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur. Sur le marché wallon de l'électricité, au 1<sup>er</sup> décembre 2020, 90 % de la clientèle résidentielle était active.

Figure 24 : Marché de l'électricité - clientèle résidentielle – Comportement actif/passif



*HHI-index et C3 :*

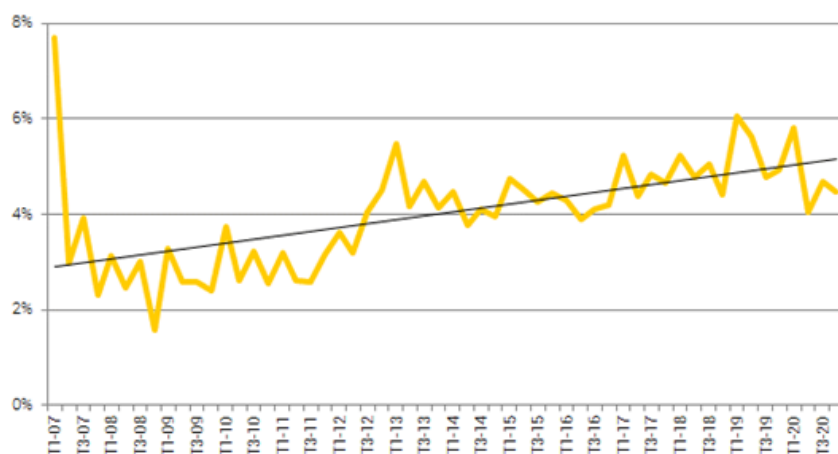
Tableau 34 : Valeurs HHI et C3 électricité sur base des parts de marché en nombre de points d'accès

Type	Valeurs HHI						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Clients professionnels	3.209	2.997	2.811	2.591	2.572	2.569	2.693
Clients résidentiels	3.212	3.104	3.007	2.867	2.779	2.672	2.626
Total	<b>3.210</b>	<b>3.086</b>	<b>2.975</b>	<b>2.821</b>	<b>2.739</b>	<b>2.645</b>	<b>2.620</b>
Type	Valeurs C3						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Clients AMR	76,70%	79,10%	79,70%	79,50%	79,10%	81,80%	81,90%
Autres clients professionnels	87,20%	84,10%	80,40%	78,10%	77,70%	81,10%	83,40%
Clients résidentiels	84,60%	83,20%	81,30%	79,40%	77,90%	77,20%	75,80%
Total	<b>84,90%</b>	<b>83,30%</b>	<b>81,20%</b>	<b>79,20%</b>	<b>77,80%</b>	<b>77,70%</b>	<b>76,80%</b>

#### Switch :

Le taux de switch moyen enregistré par trimestre en 2020 est inférieur à 2019 et se situe aux alentours des 4,8 %. Il faut probablement y voir un ralentissement de l'activité lié à l'impact de la crise sanitaire. Pour l'année 2020, on observe cependant une hausse importante du taux de switch 1<sup>er</sup> trimestre 2020 liée à l'attribution d'un marché public pour un nombre important de points de fourniture détenus par des intercommunales publiques du Hainaut.

Figure 25 : Marché de l'électricité - Taux de switch



#### 2.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

##### Le niveau de l'ouverture du marché et la concurrence :

En 2020, deux nouvelles licences ont été octroyées pour la livraison de gaz : à DATS 24- qui détenait déjà une licence en électricité en RBC- et à BOLT ENERGIE.

Pour la livraison d'électricité, une nouvelle licence a été octroyée à EnergyVision (BRUSOL).

Ainsi, au 31 décembre 2020, 38 sociétés étaient titulaires d'une licence de fourniture en Région de Bruxelles-Capitale (voir le tableau 7 ci-après) : sept ayant une licence pour l'électricité uniquement, six ayant une licence pour le gaz uniquement et 25 disposant de licences pour les deux vecteurs d'énergie.

De tous ces détenteurs de licences de fourniture, seuls 22 fournisseurs d'électricité et 22 fournisseurs de gaz ont fourni effectivement de l'énergie aux clients finaux bruxellois.

Tableau 35 : Évolution des parts de marchés

Top 3 fournisseurs Top 3 leveranciers	Electricité / Elektriciteit			
	En volume In volume	Points de fourniture Leveringspunten	En volume In volume	Points de fourniture Leveringspunten
ENGIE	53% (↑2%)	64,12% (-)	54,54% (↓3,52%)	63% (↓1,42%)
EDF Luminus	10,8% (↓19%)	7,9% (↓16%)	9,45% (↓1,33%)	9,28% (↓1,28%)
Lampiris	17,9% (↓2%)	18,6% (-)	17,69% (↑1,24%)	18,86% (↑1,12%)

HHI-index et C3 :

D'un point de vue économique, il est fréquent de mesurer la concentration des marchés par différents indicateurs. Les indicateurs utilisés pour les marchés d'électricité et de gaz sont l'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) et l'indicateur de concentration C3, qui mesurent la concentration pour ce qui est du nombre d'acteurs actifs dans la fourniture d'énergie et de leurs parts de marché respectives.

Dans le cadre de notre analyse du marché, on observe ces indices en fonction du nombre de points de fourniture dans le portefeuille des acteurs du marché et, de manière générale, plus le HHI et le C3 sont élevés, plus le marché est concentré. De manière générale, on observe d'une part que la tendance en électricité est identique à celle du gaz et d'autre part que c'est l'activité de fourniture dans le secteur résidentiel qui donne la tendance du marché. En effet, tant pour l'électricité que pour le gaz, les évolutions des deux indices sur tout le marché (voir graphique pour toute clientèle confondue) sont fortement corrélées aux courbes des deux indices sur le segment résidentiel (voir courbes YMRR - pour « *Yearly Meter Reading Residential* », soit les clients résidentiels avec un relevé annuel des compteurs). Plus particulièrement, s'agissant de l'indice HHI, tant pour l'électricité que pour le gaz, depuis la libéralisation on observe une tendance baissière jusqu'en 2018.

Sur le segment résidentiel, on observe que cette diminution de la concentration a été plus forte entre 2011 à 2015 et qu'ensuite elle s'estompe et tend à se stabiliser autour de 4 600 (pour YMR) tant pour l'électricité que pour le gaz.

Sur le segment professionnel, on observe une diminution relativement importante entre 2007 et 2013 suivie d'une phase de stabilisation autour du niveau de 4000 pour l'électricité et de 4 300 pour le gaz.

Concernant la mesure de la concentration par l'indicateur C3 relatif aux trois premiers acteurs qui concentrent toujours plus de 90% des parts de marché, et ce tant pour l'électricité que pour le gaz, l'évolution à la baisse observée est très lente. A l'instar de l'indice HHI, on observe pour la clientèle AMR une tendance plus concurrentielle avec un indice C3 81% en gaz et en électricité.

Nous pouvons constater que la concentration sur le marché bruxellois qui était relativement moindre en gaz par rapport à ce qu'on observait en électricité jusqu'alors rattrape la tendance et que les niveaux atteints sont encore supérieurs à ce qui caractérise théoriquement un marché concurrentiel. Dans les autres Régions, les niveaux observés sont plus bas et, pour la Région flamande ces niveaux sont très proches de 2 000. Toutefois, toute analyse comparative des parts de marché des trois principaux fournisseurs en RBC doit tenir compte du fait que, contrairement aux autres régions, un seul fournisseur par défaut est actif depuis 2007.

En outre, la concentration importante des marchés n’implique pas, à elle seule, nécessairement un manque de concurrence. Par conséquent, il est indiqué de coupler cet indicateur avec l’analyse de la dynamique de changement de fournisseur abordée dans la section suivante.

Figure 26 : Evolution HHI et C3

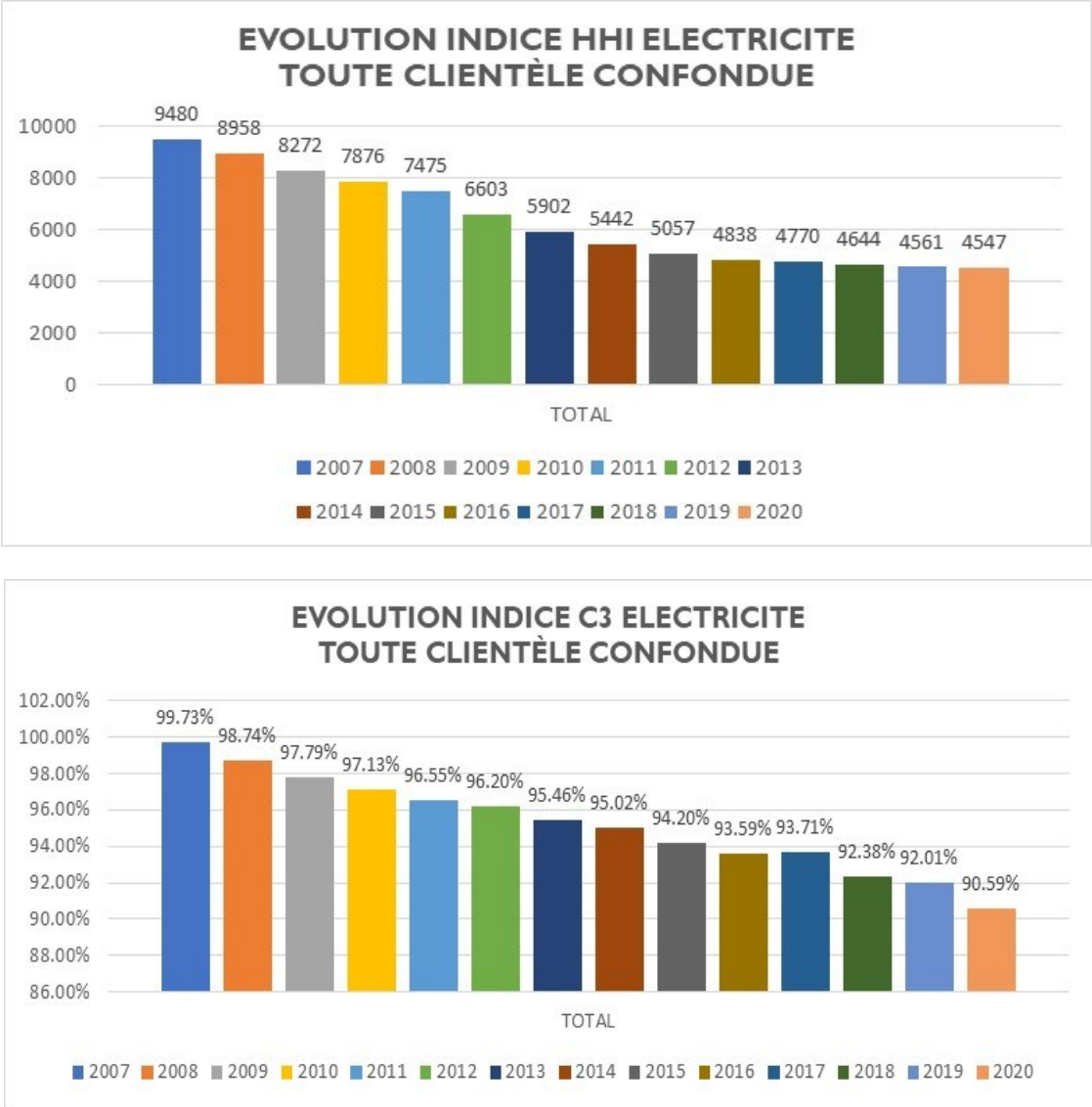
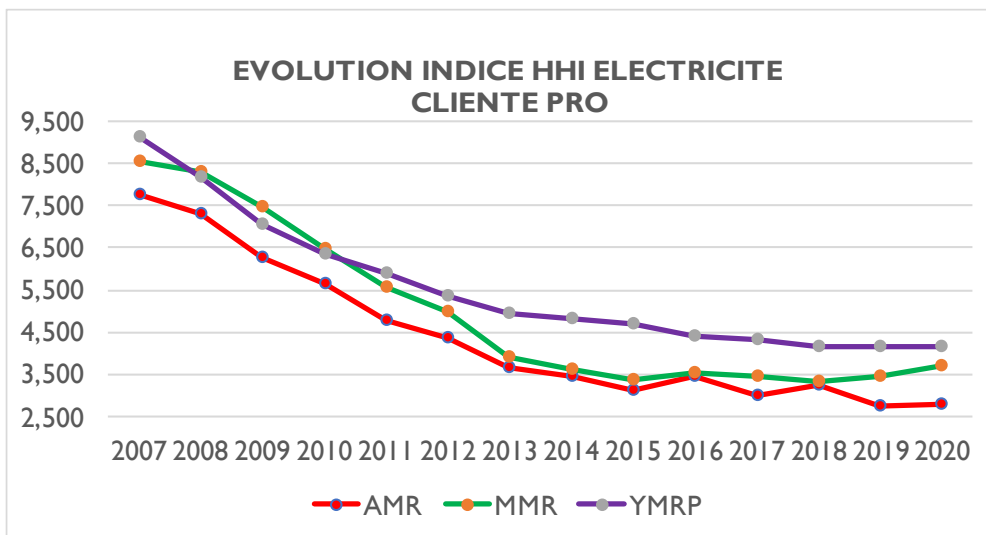
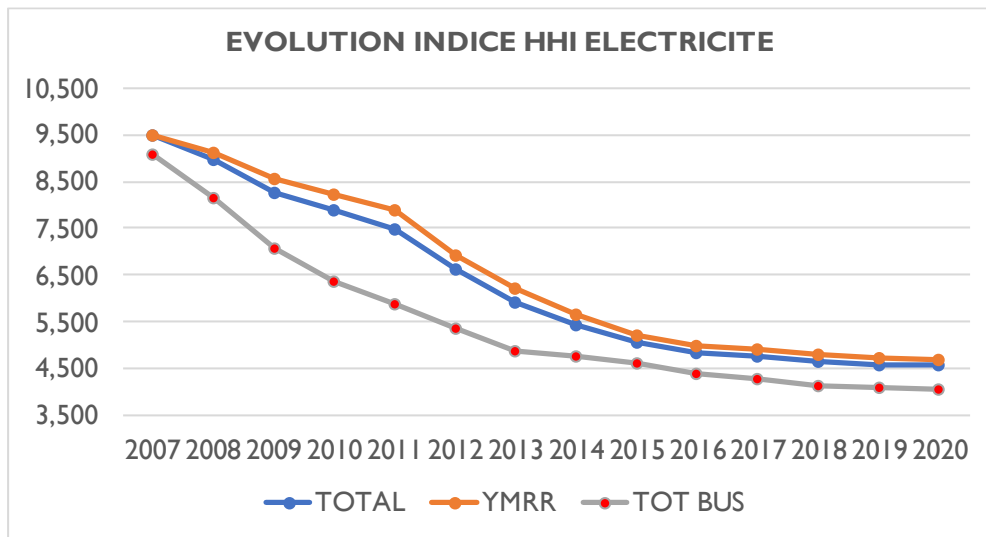


Figure 27 : Évolution indice HHI électricité clientèle résidentielle et HHI électricité clientèle professionnelle



**Switch :**

Dans le cadre de son analyse de marché, BRUGEL suit particulièrement les indicateurs de certains processus du marché qui relatent le niveau d'activités des fournisseurs et des consommateurs bruxellois, notamment les « *supplier switches* » et les « *combined switches* ». Il convient de souligner que la renégociation d'un contrat sans qu'il y ait eu changement de fournisseur n'est pas considéré comme un switch.

Tableau 36 : Scénarii suivis dans le cadre de l’analyse de l’activité de changement de fournisseurs

Nom du scénario	Description
Supplier Switch	Scénario introduit auprès du gestionnaire des réseaux de distribution lorsqu’un client change de fournisseur. Les textes de loi prévoient qu’un changement de fournisseur soit effectif au plus tard 21 jours après que le nouveau fournisseur a effectué les démarches nécessaires. C’est, à tout le moins, cet indicateur qui traduit le plus fidèlement un changement de fournisseur opéré de manière délibérée par le client, notamment après une recherche d’information et une comparaison entre les fournisseurs.
Combined Switch	Scénario introduit auprès du gestionnaire des réseaux de distribution lorsqu’un client emménage sur un point de fourniture et choisit un fournisseur différent que celui initialement actif sur le point de fourniture sans que le compteur soit fermé entretemps.

Source : BRUGEL

- Clientèle résidentielle

Les figures relatives au segment résidentiel en gaz et en électricité mettent en évidence une évolution similaire, tant pour l’indicateur « *supplier switch* » que pour l’indicateur « *combined switch* » et l’élément principal d’explication de cette similitude peut se fonder sur deux caractéristiques principales.

La première est inhérente au marché bruxellois dont le taux de pénétration du gaz est fort élevé. Dans la plupart des cas, le client résidentiel bruxellois utilise de l’électricité et du gaz pour ses besoins domestiques.

La deuxième caractéristique réside dans le fait que les gains que l’on peut engranger par un changement de fournisseur de gaz sont considérablement plus élevés par rapport à ceux induits par le changement de fournisseur d’électricité. Par conséquent, le gaz pourrait être le principal déclencheur de la volonté du client de changer de fournisseur. Etant donné que le client résidentiel disposant d’un point de fourniture de gaz a forcément un point de fourniture électricité et qu’en général, par souci de simplicité au niveau de la réception et du paiement, les clients résidentiels préfèrent disposer d’une seule facture d’énergie, le changement du fournisseur de gaz peut mener au changement de fournisseur d’électricité.

Tant pour l’indicateur « *supplier switch* » que pour l’indicateur « *combined switch* », les figures en gaz et en électricité montrent également une tendance à la hausse depuis la libéralisation.

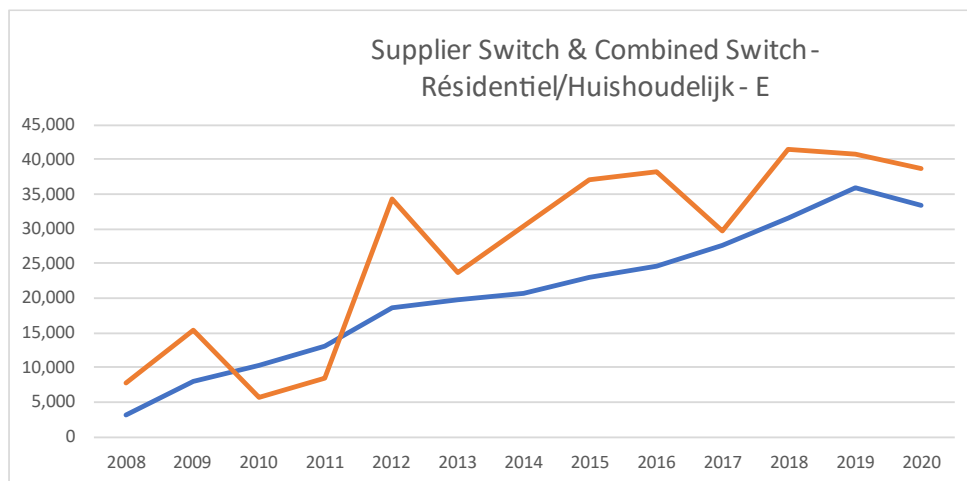
Cependant, l’indicateur « *supplier switch* », en hausse entre 2017 et 2018, a subi une décroissance depuis 2019, pour revenir au niveau observé deux ans avant. Pour expliquer cette baisse de croissance, il est nécessaire de se tourner vers la hausse exceptionnelle en 2018 qui pourrait trouver son explication d’une part dans le changement de stratégie de croissance d’EDF Luminus à la suite des

écueils structurels rencontrés sur le marché résidentiel bruxellois et d'autre part à la répartition du portefeuille du fournisseur Belpower, ayant connu une faillite, entre les autres fournisseurs actifs. Cette décroissance peut donc être nuancée comme étant la résultante de la stabilité du nombre de fournisseurs actifs entre 2018 et 2020.

La croissance de l'indicateur pour MEGA reste quant à elle linéaire et maintenue sur ces trois dernières années, tant en gaz qu'en électricité.

Cette donnée vient en toute cohérence corroborer l'évolution des points de fourniture de ce fournisseur observée dans la partie dédiée aux parts de marché.

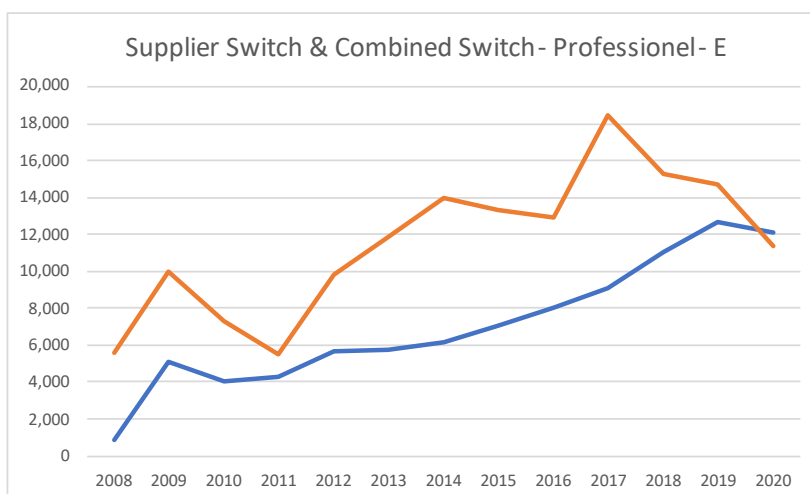
Figure 28 : Évolution Switching



- Clientèle professionnelle

Comme le montre la figure ci-après, les indicateurs de « *switch* » dans le segment professionnel, présentent des similitudes, en gaz et en électricité, avec le segment résidentiel, mais le segment de clientèle professionnelle ayant été le plus impacté par la crise sanitaire en 2020, le ralentissement économique voire l'arrêt de certaines activités expliquent probablement la baisse du taux de supplier switch de 25% en 2020 par rapport à 2019.

Figure 29 : Évolution Switching

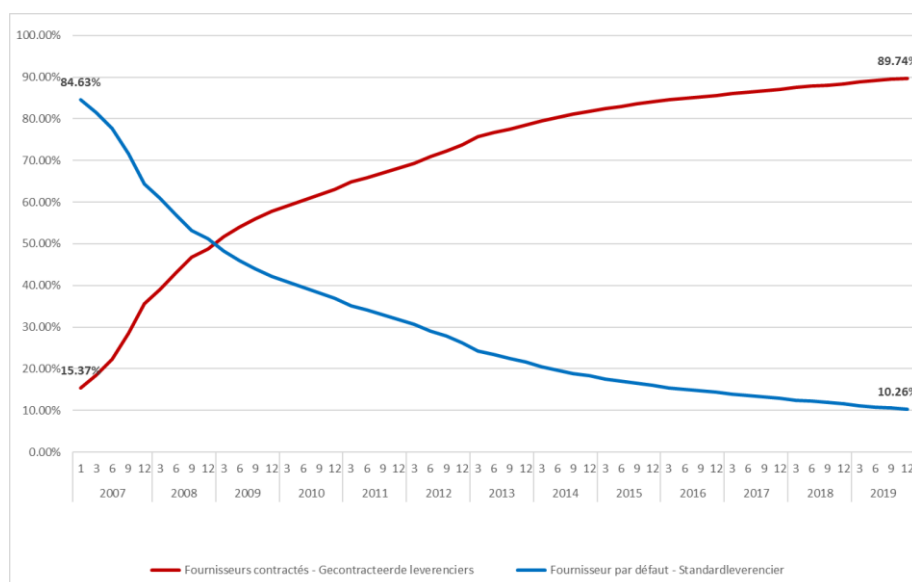




### Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Comme le montrent les figures ci-après, le nombre de clients ayant le contrat par défaut est donc en constante diminution. Il convient de noter qu'au 31 décembre 2020, seuls 9,43 % des clients résidentiels en électricité et seuls 8,17 % des clients résidentiels en gaz étaient toujours alimentés par le fournisseur par défaut.

Figure 30 : Évolution des parts de marché du fournisseur historique – électricité



## 2.6.5. Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité et publication des mesures promouvant une concurrence effective

### 2.6.5.1. Niveau fédéral

#### Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :

En 2020 la CREG n'a pas formulée de recommandations sur la conformité des prix de fourniture.

#### Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

En 2020 la CREG n'a pas lancé des enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité.

#### Publication des mesures promouvant une concurrence effective :

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

### 2.6.5.2. Région flamande

#### Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :

Comme pour les années précédentes, le VREG a mené une enquête concernant le comportement et les expériences des clients résidentiels et professionnels sur le marché flamand de l'énergie. Les

résultats des enquêtes les plus récentes peuvent être consultés dans le rapport <https://www.vreg.be/nl/document/rapp-2020-.21>

Pour l'édition 2020 également, nous avons mené une enquête sur le comportement et la motivation des clients d'électricité et de gaz naturel en Flandre, tant auprès des ménages que des entreprises (tant les entreprises de 1 à 4 employés que les entreprises comptant jusqu'à 200 employés). Les enquêtes ont été réalisées peu après le début de la crise du coronavirus, c'est-à-dire entre la mi-juin et la mi-juillet. On peut s'attendre à ce que ce timing ait une influence sur les résultats et explique également certaines évolutions.

Les enquêtes montrent que les ménages et les entreprises ont réussi à évaluer correctement la tendance à la baisse des prix de l'énergie au cours des derniers mois. Un nombre nettement plus élevé de clients que l'année dernière ont pu se faire une idée correcte de l'évolution des prix sur le marché de l'énergie. Un plus grand nombre de ménages et d'entreprises ont également indiqué qu'ils avaient changé de fournisseur d'énergie au cours de la période écoulée. C'est ce que confirment nos chiffres sur le nombre de changements de fournisseur : 2019 a été une année record et les chiffres pour 2020 sont similaires jusqu'à présent. De nombreux clients ont donc agi pour profiter des prix bas de l'énergie. Le V-test® a été le comparateur de prix le plus utilisé à cet égard, mais les clients ont été remarquablement plus nombreux que l'année dernière à se tourner vers le site web monenergie.

Sur la base de nos enquêtes, nous concluons également que la première vague coronavirus de ce printemps n'a pas entraîné davantage de problèmes de paiement pour les ménages. Moins de ménages que l'année dernière considèrent que les coûts d'électricité et de chauffage sont importants dans leur budget. La part des ménages ayant déclaré avoir des difficultés occasionnelles ou régulières à payer leurs factures d'énergie a également diminué. La baisse des prix de l'électricité et du gaz naturel peut également jouer un rôle à cet égard.

Enfin, les enquêtes montrent qu'un an après le début du déploiement du compteur numérique, la plupart des ménages sont neutres ou positifs quant à son introduction. Seule une plus petite proportion pense qu'il s'agit d'une évolution négative. Ce sont surtout les ménages qui n'ont pas encore de compteur numérique chez eux et qui n'ont donc pas ou peu d'expérience avec celui-ci qui en ont une opinion négative. Malgré un marché de l'énergie qui évolue rapidement vers le partage de l'énergie, la flexibilité, le stockage de l'énergie et diverses autres transitions, de nombreux résultats restent également stables par rapport à l'année précédente. Le présent rapport fournit des informations qui contribuent à soutenir et à guider cette transition.

#### *2.6.5.3. Région wallonne*

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

#### *2.6.5.4. Région Bruxelles-Capitale*

*Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :*

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

*Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de l'électricité :*

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

*Publication des mesures promouvant une concurrence effective :*

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

<b>Retail market indicators (households)</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<i>Electricity Consumption (TWh)</i>	16,96	Wal : 6,088 Fl : 9,55	16,35	NAV	15,38	15,20
<i>Number of electricity customers</i>	4.836.097	Wal: 1.597.053 Fl: 2.753.028	4.895.656	4.933.916	4.993.392	5.040.854
<i>Number of registered electricity suppliers</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	60
<i>Number of active electricity suppliers</i>	29	28	31	32	30	31
<i>Market share of the three largest suppliers by metering points</i>	74,8%	74,9%	73,1%	75,62%	71,05%	70,1%
<i>Number of retailers with market shares &gt;5%</i>	5	5	5	5	5	6
<i>Number of retailers with customer shares &gt; 5%</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
<i>External switching rate (switching companies)</i>	Wal: 14,5% Fl: 13,40% Bxl: 10,5%	NAV	Wal: 18,4% Fl: 18,67% Bxl: 9,09%	Wal: 20,0% Fl: 19,63% Bxl: 12,10%	22,89%	20,88%
<i>Internal switching rate (switching offers)</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Legal switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : 15 days Bru : 21 days	NAV
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 2 days	NAV
<i>Consumers under regulated tariffs</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	(480.000)
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV

<i>HHI in terms of metering points</i>	2605	2700	2596	2750	2405	2420
<i>Number of supply cuts by non-payment</i>					Bru : 904	252.042
<i>Evolution of the price of electricity for an average consumer (9000 kWh / year), tax included</i>	+16,7%	+7,18%	+5,74%	+10,24%	-8,1%	- 7.06

<b><i>Retail market indicators (non households)</i></b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<i>Electricity Consumption (TWh)</i>	38,78	Wal: 8,8774 Fl : 32,93	38,78	NAV	50,95	47,94
<i>Number of customers</i>	978.785	Wal : 232.184 Fl: 659.395	1.018.440	1.039.811	1.043.410	1.054.978
<i>Number of registered suppliers</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Number of active suppliers</i>	41	40	42	39	41	39
<i>Market share of the three largest suppliers by volume</i>	82,6%	81%	65,1%	NAV	67,4	70,4
<i>Number of retailers with market shares &gt;5%</i>	5	5	5	NAV	4	4
<i>Number of retailers with customer shares &gt; 5%</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Switching rate</i>	NAV	NAV	Fl : 24,85% Bx:15;25	Fl: 24,94% Bx:15,45	Wal :18,94% Fl Bru : 17,3%	22,16%
<i>Legal switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Fl : Wal : 15 days Bru : 21 days	NAV
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 1,8days	NAV
<i>Customers under regulated tariff</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	2640,85

## 2.7. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

### 2.7.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

#### *Demande :*

La charge du réseau d'Elia représentait 69,9 TWh en 2020 contre 74,2 TWh en 2019, ce qui correspond à une diminution de 5,8 % entre 2019 et 2020.

Tableau 37 : Charge (énergie et puissance de pointe) du réseau d'Elia pour la période 2007-2020 (Source Elia, 2019 : données provisoires)

	Énergie (GWh)	Puissance de pointe (MW)
2007	86 619	14 033
2008	87 760	13 431
2009	81 575	13 513
2010	86 501	13 845
2011	83 350	13 201
2012	81 717	13 369
2013	80 534	13 446
2014	77 161	12 736
2015	77 184	12 634
2016	77 295	12 734
2017	77 414	12 867
2018	76 652	12 440
2019	74 226	12 568
<b>2020</b>	<b>69 934</b>	<b>12 427</b>

#### *Offre :*

#### Evolution du parc de production belge : Capacité installée et énergie produite

Dans le courant de l'année 2020, la capacité de production installée raccordée au réseau d'Elia en Belgique a augmenté par rapport à 2019, passant de 15 636 MW à 15 725 MW. Cette hausse de 89 MW est le résultat de différentes évolutions en 2020. D'une part, la mise en service graduelle des parcs éoliens offshore continuent à contribuer à l'augmentation de la capacité installée des éoliennes offshore. D'autre part, des mesures temporaires prises par des acteurs de marché suite à l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires fin 2018 ont été réduites, comme l'installation de groupes diesel. Pour l'hiver 2020-2021, aucun volume de réserve stratégique n'a été contracté.

Tableau 38 : Répartition par type de centrale de la capacité installée raccordée au réseau d'Elia au 31 décembre 2020 (Source : Elia)

Type de centrale	Capacité installée	
	MW	%
Centrales nucléaires	5 931	37,7%
TGV et turbines à gaz	4 500.2	28,6%
Centrales classiques	315	2,0%
Cogénération	897.4	5,7%
Incinérateurs	235	1,5%
Moteurs diesel	5	0,0%
Turbojets	122	0,8%
Hydro (hors centrales de pompage-turbinage)	21.8	0,1%
Centrales de pompage-turbinage	1308	8,3%
Eoliennes onshore	234	1,5%
Eoliennes offshore	1 772.9	11,3%
Biomasse	382.4	2,4%
<b>Total</b>	<b>15 724.7</b>	<b>88,7</b>

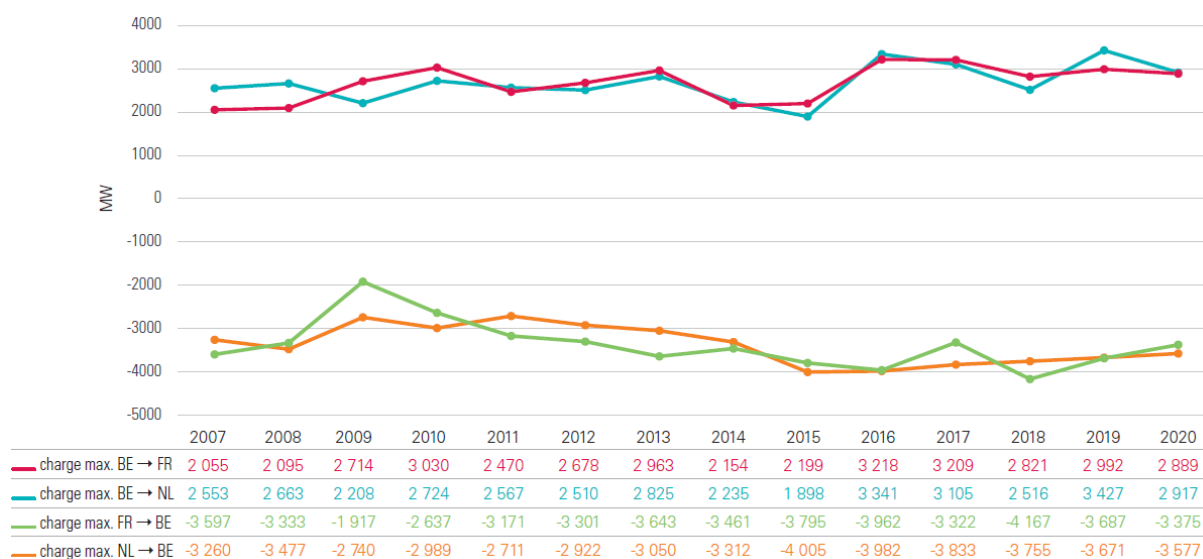
Tableau 39 : Répartition par type d'énergie primaire de l'électricité produite en 2020 par les centrales situées sur des sites raccordés au réseau d'Elia

Énergie primaire	Énergie produite	
	GWh	%
Énergie nucléaire <sup>1</sup>	31 902	45,6
Gaz naturel <sup>1</sup>	20 814	29,7
Charbon <sup>1</sup>	0	0,0
Fuel <sup>1</sup>	1	0,0
Autre autoproduction consommée localement <sup>3</sup>	11 009	15,7
Hydro (y compris centrales de pompage-turbinage) <sup>1</sup>	1 030	1,5
Autres <sup>1</sup>	5 243	7,5
<b>Total<sup>2</sup></b>	<b>70 000</b>	<b>100,0</b>

#### Sécurité opérationnelle du réseau :

La figure ci-après illustre l'évolution de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas. Cette charge physique est une combinaison de flux résultant des importations et des exportations commerciales avec la Belgique et de flux de transit sur le réseau belge. Les flux sur les frontières belges sont restés sous les valeurs maximales précédemment enregistrées.

Figure 37 : Évolution entre 2007 et 2020 de la charge physique maximale des interconnexions avec la France et les Pays-Bas (Source : CREG, sur la base des données d'Elia)



## 2.7.2. Monitoring des investissements dans les capacités de production sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

Par arrêté ministériel du 8 janvier 2020 (Moniteur belge du 20 janvier 2020), la ministre de l'Énergie a donné instruction au gestionnaire du réseau de transport Elia de constituer une réserve stratégique pour un volume de 0 MW pour une période d'un an à partir du 1er novembre 2020.

Comme la loi le prescrit, Elia a soumis à l'approbation de la CREG les règles de fonctionnement de la réserve stratégique pour la période hivernale 2020-2021. La CREG a organisé une consultation publique relative à la proposition de règles de fonctionnement et à son projet de décision. Dans sa décision, la CREG rejette la proposition de règles de fonctionnement d'Elia. Toutefois, vu qu'aucun volume de réserve stratégique ne sera constitué pour la période hivernale 2020-2021, la CREG a demandé à Elia de tenir compte des remarques formulées dans la décision lors de la soumission de la proposition de règles de fonctionnement applicables à partir du 1er novembre 2021<sup>109</sup>.

Pour ce qui concerne le tarif de l'obligation de service public « réserve stratégique », il s'élève, en 2020, à 0 €/MWh, prélevé net. Par sa décision du 3 décembre 2020, la CREG a approuvé la proposition adaptée d'Elia concernant l'actualisation de ce tarif (voir aussi le point 3.1.6.5.A.b du présent rapport). Un tarif de 0,0510 €/MWh prélevé net sera applicable à partir du 1er janvier 2021. Il vise également à couvrir les coûts de développement du mécanisme de rémunération de capacité supportés par le gestionnaire du réseau de transport t ainsi que le coût de la réalisation de l'étude d'adéquation à dix ans.

*La sécurité d'approvisionnement en électricité et le CRM :*

La Commission européenne a organisé une consultation publique sur le plan de mise en œuvre soumis par la Belgique afin d'introduire un mécanisme de rémunération de la capacité (ci-après, CRM). La CREG a formulé un certain nombre de remarques sur ce plan, notamment sur l'absence d'analyse de l'impact du « *scarcity pricing* » et sur la manière dont la sécurité d'approvisionnement en Belgique a

<sup>109</sup> Décision (B)2060 du 15 octobre 2020 concernant la proposition de la SA Elia Transmission Belgium relative aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique applicables à compter du 1er novembre 2020.

été simulée, en résumant les lacunes précédemment identifiées et en identifiant deux autres lacunes importantes<sup>110</sup>.

Dans le cadre de l'élaboration de la législation secondaire relative au CRM, la CREG a finalisé sa proposition relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité<sup>111</sup>.

Le 17 juin 2020, la CREG a reçu le rapport de consultation d'Elia sur les scénarios, sensibilités et données concernant l'enchère Y-4 pour la période de fourniture 2025-2026. Conformément à l'article 4, § 7 de l'avant-projet d'arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et des paramètres nécessaires pour l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, la CREG a élaboré un projet de proposition de scénario de référence<sup>112</sup>. Ensuite, Elia a organisé fin 2020 une consultation publique sur la méthodologie, les données et scénarios de base pour l'étude qu'elle publiera fin juin 2021 sur l'adéquation et l'estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2022-2032. La CREG a réagi à cette consultation au moyen d'une note dans laquelle elle établit qu'une série d'améliorations importantes doivent encore être apportées pour arriver à une simulation réaliste de l'adéquation<sup>113</sup>.

En outre, comme le prescrit la loi électricité, Elia a soumis à l'approbation de la CREG les règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de la capacité. La CREG a organisé une consultation publique afin d'obtenir les commentaires des acteurs du marché sur la proposition soumise par Elia le 13 novembre 2020. Cette consultation publique se tient jusqu'au 8 janvier 2021. Toujours dans le cadre de l'élaboration de la législation secondaire relative au CRM, le 24 septembre 2020, la CREG a également finalisé, après avoir organisé une consultation publique en juillet 2020, une proposition du coût brut d'un nouvel entrant et du facteur de correction X<sup>114</sup>.

### **2.7.3. Mesures requises pour couvrir les pics de demande et faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs**

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

---

<sup>110</sup> Note (Z)2050 du 16 janvier 2020 sur la réaction à la consultation organisée par la DG Energie (Commission européenne) sur le plan de réforme du marché belge.

<sup>111</sup> Proposition (E)2064 du 24 mars 2020 relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité.

<sup>112</sup> Projet de proposition de scénario de référence, (C)2105 du 10 juillet 2020.

<sup>113</sup> Note (Z)2154 du 30 novembre 2020 en réponse à la consultation publique organisée par Elia sur la méthodologie, les données et scénarios de base pour l'étude d'adéquation et estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2022-2032.

<sup>114</sup> Projets de proposition (C)2086/1 du 17 juillet 2020 et (C)2086/2 du 24 septembre 2020 du coût brut d'un nouvel entrant et du facteur de correction X.



## 3. LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

### 3.1. RÉGULATION DU RÉSEAU

#### 3.1.1. Dissociation et la certification du gestionnaire de transport

##### 3.1.1.1. Fluxys Belgium

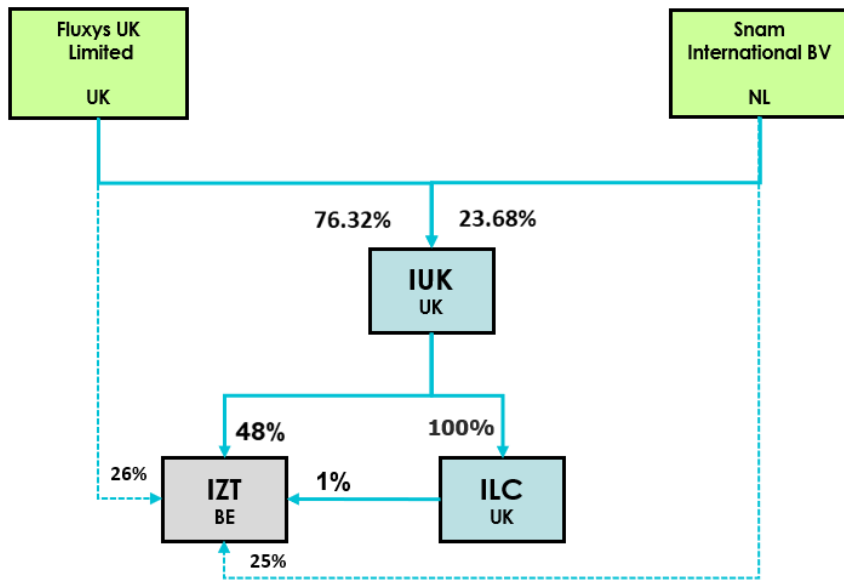
Conformément à sa compétence de contrôle du respect des exigences de dissociation (*unbundling*) par le gestionnaire du réseau de transport, la CREG a conclu que les modifications apportées en 2020 dans les participations des filiales de la société mère Fluxys étaient conformes au prescrit de la loi gaz du 12 avril 1965. En 2020, il n'y a eu aucune modification dans les participations et la structure d'actionariat de Fluxys Belgium.

##### 3.1.1.2. Interconnector (UK) Limited

En juin 2021, la CREG a été informée par IUK de plusieurs changements survenus entre le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et décembre 2020. IUK est une société affiliée à Snam International BV, elle-même filiale à 100% de Snam S.p.A. ("Snam"). Snam International BV n'a pas d'intérêt direct ou indirect dans une société qui est un producteur ou un fournisseur d'électricité ou de gaz naturel et possède les 23,68 % des parts d'IUK tandis que Fluxys UK Limited en détient 76,32 %. Fluxys UK Limited est une filiale de Fluxys Europe BV, qui est elle-même une filiale de la holding Fluxys. Il n'y a eu aucun changement concernant les actionnaires, ou leurs intérêts, dans l'IUK au cours de la période allant du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2020.

Par ailleurs, au cours de cette même période les changements suivants ont été apportés au conseil d'administration : Monsieur Elio Ruggeri a démissionné de son poste d'administrateur d'IUK le 17 janvier 2020. M. Ruggeri a également démissionné de ses postes de membre du comité d'audit et du comité de rémunération à compter du 17 janvier 2020. Monsieur Giuseppe Peluso a été nommé au conseil d'administration d'IUK le 17 janvier 2020. Giuseppe Peluso a été nommé au comité d'audit et au comité de rémunération avec effet à cette date.

Figure 38 : Organigramme IUK applicable à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020



IZT is consolidated as a subsidiary as the group exercises control over IZT. Although the group owns 49% of the shares of IZT, it is entitled to majority votes at shareholders' meetings and receives 80% of reserves distributed.

Company name	Abbreviation	Country of incorporation	UTR
Interconnector (UK) Limited	IUK	UK	6668535879
Interconnector Leasing Company Ltd	ILC	UK	5836020300
Interconnector Zeebrugge Terminal BV	IZT	Belgium	n/a

<b>IUK</b> UK	IUK group company, UK incorporated
<b>IZT</b> BE	IUK group company, non-UK incorporated
<b>Snam International BV</b> Limited	IUK Shareholder

### 3.1.2. Réseaux fermés industriels

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

### 3.1.3. Dissociation des gestionnaires de réseau de distribution

#### 3.1.3.1. Région flamande

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.3.1 du présent rapport.

En 2020, 10 GRD sont désignés pour le marché flamand du gaz<sup>115</sup>.

#### 3.1.3.2. Région wallonne

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.3.2 du présent rapport.

#### 3.1.3.3. Région Bruxelles-Capitale

Sibelga a été désigné seul GRD d'électricité et de gaz naturel pour la Région de Bruxelles-Capitale.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

### 3.1.4. Réseaux fermés professionnels

#### 3.1.4.1. Région flamande

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.4.1 du présent rapport.

#### 3.1.4.2. En 2020, aucun nouveau réseau fermé professionnel de gaz n'a été reconnu par le VREG.Région wallonne

Le lecteur est invité de se référer au point 2.1.4.2 du présent rapport.

En 2020, il n'y a pas eu de modification législative en lien avec les réseaux fermés professionnels.

La CWaPE a reconnu un réseau fermé professionnel de gaz en 2020.

#### 3.1.4.3. Région Bruxelles-Capitale

Le concept de réseau fermé professionnel n'a pas été transposé dans la législation qui encadre le marché du gaz (ordonnance relative à l'organisation du marché du gaz en Région de Bruxelles-Capitale).

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

## 3.2. FONCTIONNEMENT TECHNIQUE

### 3.2.1. Services d'équilibrage et les services auxiliaires

Services d'équilibrage :

---

<sup>115</sup> GASELWEST (Intercommunale Maatschappij voor Gas en Elektriciteit van het Westen), IMEA (Intercommunale Maatschappij voor Energievoorziening Antwerpen), IMEWO (Intercommunale Maatschappij voor Elektriciteitsvoorziening in West- en Oost-Vlaanderen), INFRAx WEST, INTER-ENERGA, INTERGAS ENERGIE BV, INTERGEM (Intercommunale Vereniging voor Energieleveringen in Midden-Vlaanderen), IVEG (Intercommunale voor Energie), IVEKA (Intercommunale Vereniging voor de Elektriciteitsdistributie in de Kempen en het Antwerpse), IVERLEK et SIBELGAS.

Fluxys Belgium et Creos ont confié la gestion de l'équilibrage commercial du réseau de la zone Belux intégrée à une entreprise commune, dénommée Balansys, dont ils sont chacun actionnaires à 50 %. Après consultation des acteurs du marché par Balansys, la CREG a approuvé le 30 janvier 2020 la demande de Balansys de modifier les documents réglementaires pour la gestion de l'équilibrage commercial du réseau dans la zone Belux (contrat d'équilibrage, programme d'équilibrage et code d'équilibrage). Les dispositions modifiées concernent principalement la gestion des risques des acteurs du marché, la facturation des services, l'adaptation du service de mise en commun des déséquilibres et l'harmonisation des définitions<sup>116</sup>.

Fluxys Belgium et Balansys ont informé les acteurs du marché que le transfert de la gestion commerciale de l'équilibrage du réseau de la zone Belux intégrée sera effectif le 1er juin 2020. A partir de ce jour, les acteurs du marché devront avoir conclu un contrat d'équilibrage avec Balansys. La CREG a donc invité les acteurs du marché actifs dans la zone Belux à signer le contrat de transport et le contrat d'équilibrage approuvés au plus tard le 18 mai 2020.

*Services auxiliaires :*

Comme le modèle « *Market Based Balancing* » fonctionne correctement, aucun service auxiliaire supplémentaire était nécessaire dans le courant de l'année 2020.

### **3.2.2. Sécurité et fiabilité du réseau et les normes en matière de qualité de service et de fourniture**

#### **3.2.2.1. Niveau fédéral**

En exécution de l'article 133 du code de bonne conduite, le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel met en œuvre un système de suivi qui veille à la qualité et à la fiabilité du fonctionnement de son réseau de transport et des services de transport de gaz naturel fournis.

---

<sup>116</sup> Décision (B)2048 du 30 janvier 2020 relative à la demande d'approbation de la proposition introduite par la SA Balansys de modification du contrat d'équilibrage, du code d'équilibrage et du programme d'équilibrage.

Ce système de suivi permet notamment de déterminer les paramètres de qualité en matière de :

- fréquence des interruptions et/ou réductions ;
- durée moyenne des interruptions et/ou réductions ;
- cause de et remède à ces interruptions et/ou réductions ;
- portefeuille des services de transport de gaz naturel offerts.

En 2020, aucun service n'a été interrompu ou réduit.

### 3.2.2.2. Région flamande

#### *Interruptions en raison de travaux planifiés :*

En vertu de l'article 2.3.4 du Règlement technique de distribution de gaz, le GRD de gaz naturel a le droit, après concertation avec l'utilisateur de réseau de distribution concerné, d'interrompre l'accès au réseau de distribution de gaz naturel si la sécurité, la fiabilité ou l'efficacité du réseau de distribution de gaz naturel ou du raccordement exigent que des travaux soient effectués au niveau du réseau de distribution de gaz naturel ou du raccordement. Les travaux prévus pour le raccordement comprennent les travaux au niveau de la conduite de raccordement (assainissement, transfert) ou le renouvellement du compteur à gaz. Comme à l'accoutumée, les GRD font rapport à le VREG du nombre de travaux réalisés et de la durée standard de l'indisponibilité.

Les interruptions résultant de travaux prévus ont un impact limité sur le confort des utilisateurs, vu que les utilisateurs concernés sont avertis au préalable par le gestionnaire de réseau du moment et de la durée probable de l'interruption.

#### *Interruptions en raison de travaux non planifiés*

Des travaux non planifiés sont des interventions effectuées par le GRD de gaz naturel suite à des signalements faits par les clients. Ces signalements peuvent avoir trait à une soudaine odeur de gaz, une coupure de gaz, un endommagement de l'installation ou une panne au niveau du compteur. Conformément à l'article 2.3.5 du TRDG, le GRD de gaz naturel prévoit un numéro de téléphone disponible en permanence, où des coupures peuvent être signalées et où des informations sur des interruptions peuvent être fournies. En vertu de l'article 2.2.67 § 1 du TRDG, le GRD de gaz naturel doit, dans les deux heures suivant le signalement d'une panne sur un raccordement, se trouver sur place pour débiter les travaux qui permettront de résoudre la panne.

#### *Incidents*

Un incident peut s'assimiler, par exemple, à une fuite de gaz résultant de travaux d'excavation, à la suite de laquelle l'alimentation en gaz naturel de plusieurs clients a dû être coupée. En fonction de la configuration du réseau de distribution de gaz naturel et de la gravité de la situation, le GRD essaiera de réduire au minimum les nuisances occasionnées aux utilisateurs concernés.

#### *Durée moyenne de l'indisponibilité*

L'évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz par type d'interruption (planifiée, non planifiée, incident) est illustrée à la figure ci-après.

Tableau 39 : Durée moyenne de l'indisponibilité pour le gaz naturel par consommateur en 2018-2020

Indisponibilité moyenne par client	Travaux planifiés	Travaux non planifiés	Incidents	Total
	minutes	minutes	minutes	min:sec
<b>Moyenne 2020</b>	<b>2,5</b>	<b>0,12</b>	<b>0,0</b>	<b>2 min 35 sec</b>
Moyenne 2019	1,9	0,14	0,0	2 min 04 sec
Moyenne 2018	1,6	0,16	0,4	2 min 11 sec
Moyenne des 3 années précédentes	3,0	0,13	0,6	3 min 45 sec

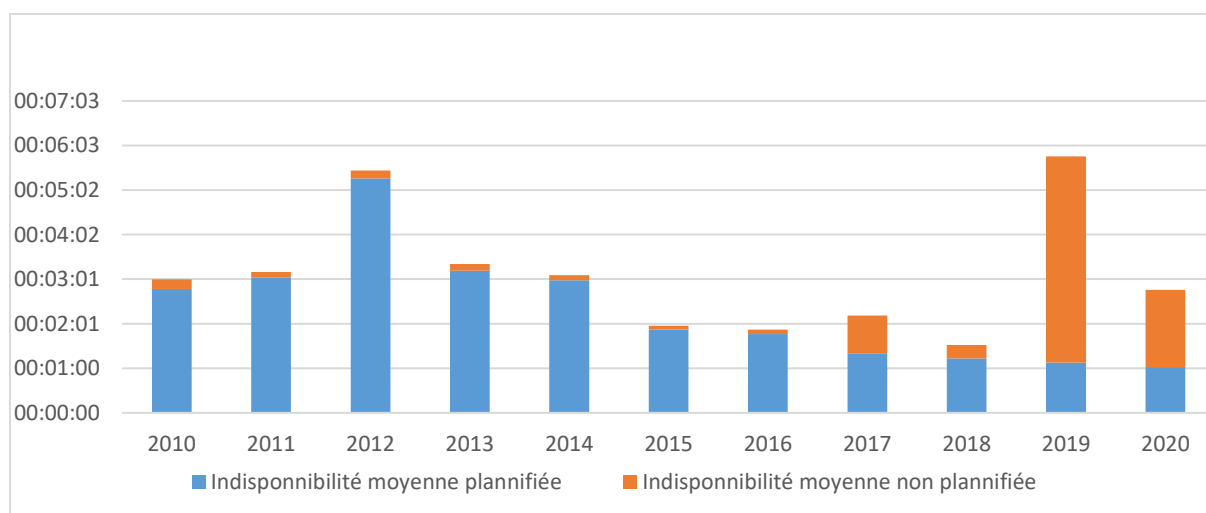
### 3.2.2.3. Région wallonne

Le lecteur est invité de se référer au point 2.2.2.3 du présent rapport.

### 3.2.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Le suivi des indicateurs de qualité est également réalisé pour l'alimentation en gaz des consommateurs bruxellois. L'évolution de l'indisponibilité moyenne de ces derniers en fonction du type d'interruption (planifiée et non planifiée) est illustrée à la figure ci-dessous.

Figure 39 : Évolution de l'indisponibilité moyenne des utilisateurs du réseau de distribution de gaz



En général, l'indisponibilité en gaz des consommateurs bruxellois est également essentiellement liée à des travaux planifiés. Comme ces derniers sont annoncés à l'avance ou s'effectuent en concertation avec les clients finaux, les désagréments pour ceux-ci restent limités. Les interruptions d'alimentation non planifiées sont effectivement relativement rares en gaz. Toutefois, en 2020, et à l'instar de 2019, un nouvel incident lié à une fuite d'une canalisation de Vivaqua à amener SIBELGA à couper l'alimentation en gaz de 5 habitations à Schaerbeek. Cet incident explique principalement l'augmentation de l'indisponibilité par rapport aux années antérieures (2010-2018). Excepté cet évènement qui ne remet aucunement en cause la fiabilité du réseau de gaz, **la qualité d'alimentation des consommateurs bruxellois reste très bonne**. En effet, en 2020, un consommateur de gaz bruxellois a été privé d'alimentation en moyenne pendant **2 minutes et 47 secondes** quel que soit le type d'interruption (planifiée pour cause de travaux ou non planifiée). L'analyse complète de l'ensemble des indicateurs de qualité d'alimentation en gaz et électricité pour 2020 fera l'objet d'un rapport spécifique qui sera publié par BRUGEL courant de l'année 2021.

### **3.2.3. Le temps pris par le gestionnaire de réseau pour effectuer des raccordements et réparations**

#### **3.2.3.1. Niveau fédéral**

##### *Raccordements :*

Conformément à la loi gaz, la CREG est chargée de la surveillance du temps pris par le gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel pour effectuer les raccordements et les réparations. En 2020, un nouveau raccordement a été réalisé pour un client final et aucun pour la distribution publique. La réalisation de ce nouveau raccordement a duré 37 mois.

##### *Réparations :*

Il y a eu, en 2020, huit réparations suite à des accidents ou des incidents et treize réparations dans le cadre de périodes de maintenance. Six des huit réparations non planifiées ont été réalisées en un jour et toutes l'ont été après concertation avec - et sans impact sur - les *shippers* ou les clients finals. Les treize réparations dans le cadre de périodes de maintenance planifiées ont été réalisées afin d'éviter un impact sur la livraison de services. Toutes les interventions planifiées ont été limitées dans le temps (le plus souvent quelques jours) et exécutées en collaboration avec le client final et/ou les *shippers* concernés.

#### **3.2.3.2. Région flamande**

##### *Raccordements :*

En matière de gaz, les délais de raccordement sont les suivants :

- raccordement 'simple' (pression de fourniture 21 ou 25 mbar, capacité de raccordement  $\leq 16 \text{ m}^3/\text{h}$ ) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours calendrier à partir de la date du paiement du montant de l'offre de raccordement;
- raccordement 'pas simple': le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date. Seulement dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation, le gestionnaire de réseau peut dévier de ces délais. Le raccordement des installations CHP ou production de gaz renouvelable ne peut pas dépasser 24 mois, sauf dans des circonstances exceptionnelles et après une motivation.

En Flandre aucun monitoring est effectué à ce sujet.

##### *Réparations :*

Les réparations où une interruption a eu lieu font partie des chiffres du point 3.2.2.2. *Indemnisations :*

En 2020, 5 demandes d'indemnités forfaitaires pour retard de raccordement ont été payées. La moyenne des 3 années précédentes est de 9 cas payés par an

#### **3.2.3.3. Région wallonne**

##### *Raccordements :*

En matière de raccordement gaz en Wallonie, les délais de raccordement prévus au règlement technique sont les suivants :

- raccordement « simple » (pression de fourniture 21 ou 25 mbar, capacité de raccordement  $\leq 16 \text{ m}^3/\text{h}$ ) : le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date; le client peut demander que le raccordement se fait dans les 15 jours ouvrables après réception par le GRD de toutes les autorisations administratives nécessaires. A cet effet, ce dernier entreprend les démarches nécessaires dans les 5 jours ouvrables suivant réception d'une commande ferme de la part du demandeur. Le délai de réalisation peut être étendu si des travaux en voirie et/ou une extension du réseau sont nécessaires ou pour des raisons techniques ou administratives se justifient ;
- raccordement « non simple »: le client et le gestionnaire de réseau se mettent d'accord sur une date. L'offre de raccordement précise le délai.

Un monitoring des délais de raccordement est fait chaque année au travers du rapport qualité du GRD. Les données suivantes sont entre autres collectées : nombre de dossier, nombre de cas de dépassement de délais, nombre de dépassement de délais pour les demandes d'autorisation, nombre de plaintes justifiées pour dépassement de délais.

#### *Réparations :*

Dans le cadre du rapport qualité que le GRD transmet annuellement au régulateur, sont rapportés :

- les demandes d'intervention par cause et par objet en distinguant les demandes qui se sont avérées justifiées et non justifiées ;
- les temps moyens d'intervention par niveau d'urgence et par type de panne (délai moyen d'arrivée sur site et durée moyenne d'intervention).

Toutefois, aucun indicateur de performance n'est appliqué à la durée moyenne d'intervention, la sécurité des biens et personnes étant prioritaire sur ce délai.  
En Wallonie aucun monitoring n'est effectué à ce sujet.

#### *Indemnisations :*

Le tableau ci-dessous reprend les plaintes liées à l'insatisfaction clients, le nombre de plaintes justifiées et le nombre de demandes d'indemnisations pour retard de raccordement pour l'année 2020.

Tableau 40 : Nombre de plaintes

GRD	Nombre de plaintes liées à l'insatisfaction clients	Nombre de plaintes justifiées	Nombre de demande d'indemnisation pour retard de raccordement
ORES Brabant wallon	151	87	-
ORES Hainaut	482	324	-
ORES Luxembourg	13	2	-
ORES Mouscron	22	15	-
ORES Namur	83	56	1
RESA	n.d.	n.d.	n.d.



### 3.2.3.4. Région Bruxelles-Capitale

#### *Raccordements :*

En ce qui concerne le gaz, les délais de raccordement sont les suivants :

- pour les raccordements standards, le raccordement est réalisé dans un délai de vingt jours ouvrables commençant à courir, sauf convention contraire, à partir du paiement de l'offre, celui-ci ne pouvant intervenir avant l'obtention des différents permis et autorisations requis et pour autant que l'utilisateur du réseau de distribution ait réalisé les travaux à sa charge ;
- pour les raccordements non standards, le raccordement doit être réalisé dans le délai indiqué dans le projet de raccordement.

En 2020, SIBELGA a reçu une plainte concernant les procédures de raccordement mais qui a été déclarée non fondée.

#### *Erreur administrative :*

Il s'agit des cas dans lesquels un client s'est trouvé en situation d'interruption de fourniture de gaz en raison d'une faute administrative commise par SIBELGA

En 2020, il y a eu 6 plaintes introduites dont 3 ont été déclarées fondées.

#### *Domage matériel direct :*

Il s'agit des cas dans lesquels un client s'est trouvé en situation d'interruption de fourniture de gaz due à une faute commise par Sibelga ayant entraîné un dommage matériel direct.

En 2020, il y a eu 4 plaintes introduites dont 1 a été déclarée fondée.

#### *Indemnisations :*

L'année 2020 a été marquée par le dépôt de 11 plaintes pour le gaz :

Tableau 41 : Nombre de plaintes

<u>GAZ</u>	<u>Raison</u>	<u>Nombre de plaintes</u>	<u>Plainte fondées</u>	<u>Plaintes non fondées/tiers responsables/hors délai</u>
	absence de fourniture suite à une erreur administrative	6	3	3
	retard de raccordement	1	0	1
	dommage suite à une faute	4	1	3

### 3.2.4. Monitoring des conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires

Les développements relatifs aux conditions d'accès aux installations de stockage, au stockage en conduite et autres services auxiliaires repris dans le Rapport National de la Belgique 2017 restent d'actualité en 2020.

### 3.2.5. Monitoring des conditions d'accès négocié de stockage

Le régime de conditions d'accès négocié de stockage n'est pas d'application en Belgique.

### 3.2.6. Monitoring des mesures de sauvegarde

En 2020, l'Etat belge n'a pris aucune mesure de sauvegarde nécessaire suite à une crise soudaine sur le marché du gaz naturel.

<b>Infrastructure indicators</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<i>Maximum gas daily consumption (TWh/day).</i>	0,933	0,957	0,988	1,030	1,053	0,949
<i>Pipeline entry capacity in TWh/y.</i>	11388	11388	11388	11388	11388	11388
<i>Pipeline exit capacity (exports) in TWh/y</i>	8760	8760	8760	8760	8760	8760
<i>LNG import capacity (maximum technical availability) in TWh/y</i>	172,57	172,57	172,57	172,57	172,57	172,57
<i>Maximum peak outflow rate of all LNG terminals in the country (TWh/day)</i>	0,4728	0,4728	0,4728	0,4728	0,4728	0,4728
<i>LNG Gas Storage Capacity</i>	386000	386000	386000	386000	566000	566000
<i>Underground gas storage-working gas volume in m<sup>3</sup>(n)</i>	700000000	700000000	700000000	700000000	700000000	700000000
<i>Underground gas storage-Maximum withdrawal</i>	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174

<i>capacity (TWh/day)</i>						
<i>Number of TSOs</i>	2	2	2	2	2	2
<i>Extension of TSO grid (km)</i>	0	0	0	0	0	0
<i>Number of DSOs</i>	5	5	5	4	4	4
<i>Extension of DSO grid (km)</i>	746	547	296	648,488	+534,8	+442

### 3.3. TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

#### 3.3.1. Tarifs Fluxys et Interconnector (UK) Limited

*Méthodologie tarifaire transport, stockage de Fluxys Belgium et GNL de Fluxys LNG :*

Comme détaillé dans le précédent rapport national, le 7 mai 2019, la CREG a approuvé la proposition tarifaire de Fluxys Belgium pour les tarifs de transport de gaz naturel portant sur la période régulatoire 2020-2023. Pour un client belge moyen, la baisse tarifaire sur la période 2020-2023 est d'environ 5 % par rapport aux tarifs 2019 indexés.

*Méthodologie tarifaire d'Interconnector (UK) Limited :*

En application de l'arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le raccordement et l'utilisation d'une interconnexion, Interconnector (UK) Ltd a soumis à la CREG, le 31 mars 2020<sup>117</sup>, son rapport tarifaire pour la période du 1er octobre 2018 au 31 décembre 2019. La CREG a décidé d'approuver le rapport tarifaire du 28 juillet 2020 d'Interconnector (UK). La CREG a décidé que l'application des tarifs pour la période du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 a dégagé un solde positif de 1,019 million GBP sur le compte de régularisation et demande à Interconnector (UK) d'inclure ce solde dans ses comptes annuels.

*Evolution des tarifs de transport et de stockage de Fluxys Belgium :*

#### Tarifs de transport 2019

Le rapport national 2019 précisait également que le 20 décembre 2019, la CREG avait également approuvé le 20 décembre 2019 les tarifs pour la période 2020-2023 pour les services de stockage de gaz naturel à Loenhout. Les tarifs pour 2020 affichaient une baisse de 17,9 % par rapport à ceux de 2019 indexés.

Pour plus d'info consulter le lien suivant : <https://www.creg.be/fr/professionnels/acces-au-reseau/gaz-naturel-transport-stockage-et-gnl/tarifs-fluxys-et-balansys>

#### Tarifs de transport 2020-2023 :

Le 7 mai 2019, la CREG a approuvé la proposition tarifaire de Fluxys Belgium pour les tarifs de transport de gaz naturel portant sur la période régulatoire 2020-2023. A partir du 1er janvier 2020, ces tarifs

<sup>117</sup> Décision (B)1442/7 du 3 septembre 2020 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduits par Interconnector(UK) Ltd pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2018 jusqu'au 31 décembre 2019.

diminuent pour la 5<sup>ème</sup> fois consécutive, ce qui aura un effet positif sur la facture des particuliers, des PME et des grandes entreprises<sup>118</sup>.

### Tarifs de stockage 2020-2023

Le rapport national de 2019 précisait également que le 20 décembre 2019, la CREG avait aussi approuvé les tarifs pour la période 2020-2023 pour les services de stockage de gaz naturel à Loenhout. Les tarifs pour 2020 affichaient une baisse de 17,9 % par rapport à ceux de 2019 indexés.

### Tarifs d'équilibrage 2020

Comme indiqué dans notre précédent rapport annuel d'activités, le 25 octobre 2019, la CREG approuvait les tarifs d'équilibrage de Fluxys Belgium et Balansys pour l'année 2020. Ainsi, la redevance de déséquilibre journalier et infrajournalier a été maintenue à son niveau de 2018 et la redevance à des fins de neutralité ramenée à -0,004 €/MWh. Le 12 août 2020, Balansys a soumis à la CREG une proposition d'approbation des tarifs d'équilibrage que la CREG a approuvée le 3 septembre. La redevance de déséquilibre journalier et infrajournalier reste inchangée tandis que la redevance à des fins de neutralité a été ramenée de -0,004 €/MWh à 0 €/MWh pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2020 au 31 décembre 2020 inclus<sup>119</sup>.

Le 29 septembre 2020, Balansys a soumis à la CREG une proposition d'approbation des tarifs d'équilibrage pour l'année 2021 que la CREG a approuvée le 12 novembre. La redevance de déséquilibre journalier et infrajournalier reste inchangée tandis que la redevance à des fins de neutralité est fixée à 0,006 €/MWh<sup>120</sup>.

### Tarifs du terminal GNL

Le 27 juin 2019, la CREG avait approuvé de nouveaux tarifs pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebruges pour la période 2020-2044.

Le 11 juin 2020, Fluxys LNG a soumis à la CREG une proposition tarifaire actualisée. La CREG a décidé le 9 juillet 2020 d'approuver les tarifs proposés pour les nouveaux services de la capacité d'émission autonome et du déchargement de GNL dans le cadre d'un droit d'accostage autonome, ainsi que le montant d'investissement final pour la construction du cinquième réservoir et des compresseurs liés aux services de *transshipment*.<sup>121</sup>

Le 18 novembre 2020, Fluxys LNG a introduit une proposition tarifaire actualisée pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebruges dans le but de faire approuver le tarif pour le nouveau service de liquéfaction virtuelle ainsi que de nouvelles modalités de prélèvement de gaz combustible « *fuel gas* ». Le 17 décembre 2020, la CREG a décidé d'approuver cette proposition.<sup>122</sup>

---

<sup>118</sup> Décision(B)656G/40 du 7 mai 2019 sur la proposition tarifaire amendée de Fluxys Belgium SA relative aux tarifs de transport pour les années 2020-2023, ainsi que sur les rabais, multiplicateurs et facteurs saisonniers applicables aux tarifs de réseau de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium SA pour la période 2020-2023

<sup>119</sup> Décision (B)2121/1 du 3 septembre 2020 sur la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2020 au 31 décembre 2020.

<sup>120</sup> Décision (B)2121/2 du 12 novembre 2020 sur la redevance d'équilibrage à des fins de neutralité et la valeur du petit ajustement pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2021.

<sup>121</sup> Décision (B)657G/19 du 9 juillet 2020 sur la proposition tarifaire actualisée de la SA Fluxys LNG pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebruges.

<sup>122</sup> Décision (B)657G/20 du 17 décembre 2020 sur la proposition tarifaire actualisée de la SA Fluxys LNG pour l'utilisation du terminal méthanier de Zeebruges.

## Soldes de Fluxys Belgium et Fluxys LNG:

Conformément à la méthodologie tarifaire qui lui est applicable, Fluxys Belgium et Fluxys LNG ont introduit leur rapport tarifaire concernant leur exercice d'exploitation 2019 le 28 février 2020. Les deux rapports ayant été rejetés par la CREG, elles ont chacune introduit un rapport adapté le 8 juin 2020 que la CREG a approuvé<sup>123</sup>.

La CREG a, dans ce cadre, contrôlé le revenu total et les soldes d'exploitation des deux entreprises. Ces soldes résultent des différences entre les estimations tarifaires et les chiffres et quantités réellement constatés. Par ailleurs, en application de l'arrêté fixant la méthodologie tarifaire pour le raccordement et l'utilisation d'une interconnexion, Interconnector (UK) Ltd a soumis à la CREG le 31 mars 2020 son rapport tarifaire pour la période du 1er octobre 2018 au 31 décembre 2019. La CREG a décidé que l'application des tarifs pour la période du 1er janvier 2019 au 31 décembre 2019 a dégagé un solde positif de 1 million GBP sur le compte de régularisation<sup>124</sup>.

### 3.3.2. Tarifs de distribution

#### 3.3.2.1. Niveau fédéral

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.1 du présent rapport.

#### 3.3.2.2. Région flamande

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.2 du présent rapport.

**Tableau 42 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (01/01/2020-27/01/2020)**

Netwerktarieven en heffingen van toepassing op de residèntiële aardgasklanten met een jaargelezen meter

DNB	Distributietarieven, BTW incl. (21%)						Huur meter (€/jaar)	Heffingen, BTW incl. (21%) (0%)	
	Distributie							Energiebijdrage <sup>1</sup> (c€/kWh)	Federale bijdrage <sup>2,3</sup> (c€/kWh)
	T1		T2		T3				
0 - 5.000 kWh/jaar		5.001 - 150.000 kWh/jaar		150.001 - 1.000.000 kWh/jaar					
Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)				
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) <sup>4</sup>	15,83	2,14	81,26	0,83	199,35	0,75	5,24	0,12073	0,07512
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) <sup>5</sup>	13,65	2,02	85,32	0,59	341,26	0,42	5,90	0,12073	0,07512
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) <sup>6</sup>	13,21	1,92	70,95	0,77	443,54	0,52	5,90	0,12073	0,07512
FLUVIUS LIMBURG	13,79	1,70	51,03	0,95	689,94	0,53	5,24	0,12073	0,07512
FLUVIUS WEST	7,50	2,78	85,97	1,21	862,31	0,70	5,24	0,12073	0,07512
GASELWEST	16,52	2,42	72,72	1,29	709,88	0,87	5,90	0,12073	0,07512
IMEWO	17,64	2,55	98,98	0,93	488,76	0,67	5,90	0,12073	0,07512
INTERGEM	13,33	1,97	64,38	0,95	518,06	0,65	5,90	0,12073	0,07512
IVEKA	13,21	1,92	70,95	0,77	443,54	0,52	5,90	0,12073	0,07512
IVERLEK	16,04	2,34	79,98	1,06	599,48	0,71	5,90	0,12073	0,07512
SIBELGAS	18,02	2,67	99,93	1,04	221,02	0,96	5,90	0,12073	0,07512

<sup>1</sup> Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 130).

<sup>2</sup> Koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de aardgasmarkt.

<sup>3</sup> De federale bijdrage wordt tweemaal forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze forfaitaire vermeerdering wordt toegepast op elke herfacturering van de federale bijdrage behalve wanneer deze aan de eindafnemer wordt gefactureerd (K.B van 2 april 2014 art 5, §2). De aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 2 april 2014, art 6, §§1 en 2). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

<sup>4</sup> De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boechout, Grobbendonk, Hemiksem, Kampenhout, Laakdal, Niel, Nijlen, Stabroek, Steenokkerzeel en Zelzate, evenals op een deel van het grondgebied van de gemeente Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660) en de wijk Kiel (postcode 2020).

<sup>5</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Kapellen, Mortsel, Zwijndrecht en de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht-Zandvliet-Lillo-Antwerpen, Borgerhout, Deurne, Ekeren, Merksem, Wilrijk en het volledige havengebied van de stad Antwerpen.

<sup>6</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boom, Borsbeek, Brecht, Edegem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten en Wijnegem.

1 Loi du 26 décembre 2015 (art. 130) relative aux mesures concernant le renforcement de la création d'emplois et du pouvoir d'achat.  
2 Arrêté royal du 2 avril 2014 établissant les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché du gaz naturel.

<sup>123</sup> Décision (B)656G/44 du 2 juillet 2020 sur le rapport tarifaire adapté incluant les soldes introduit par la SA Fluxys Belgium concernant l'exercice d'exploitation 2019 et décision (B)657G/18 du 25 juin 2020 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Fluxys LNG concernant l'exercice d'exploitation 2019.

<sup>124</sup> Décision (B)1442/7 du 3 septembre 2020 sur le rapport tarifaire incluant les soldes introduit par Interconnector(UK) Ltd pour la période du 1er octobre 2018 jusqu'au 31 décembre 2019.

3 La cotisation fédérale est augmentée deux fois forfaitairement de 0,1 % étant donné que cette augmentation forfaitaire est appliquée à toute refacturation de la cotisation fédérale, sauf lorsque la surcharge est facturée au client final (A.R. du 2 avril 2014, art. 5, § 2). La cotisation fédérale facturée aux clients finals est ensuite augmentée de 1,1 % pour couvrir les frais administratifs et financiers et pour compenser la partie de la cotisation fédérale facturée qui n'aurait pas été totalement versée par les clients finals (A.R. du 2 avril 2014, art.6, §§ 1<sup>er</sup> et 2). Cette liste tarifaire tient également compte de cette dernière augmentation de 1,1 %.

**Tableau 43 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients résidentiels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (28/01/2020-31/12/2020)**

**Netwerktarieven en heffingen van toepassing op de residentiële aardgasklanten met een jaargelezen meter**

GAS Vanaf 28.01.20 t.e.m. 31.12.20	Distributietarieven, BTW incl.						Heffingen, BTW incl.		
	(21%)						Huur meter (€/jaar)	Energie- bijdrage <sup>1</sup> (c€/kWh)	Federale bijdrage <sup>2,3</sup> (c€/kWh)
	Distributie								
	T1		T2		T3				
0 - 5.000 kWh/jaar		5.001 - 150.000 kWh/jaar		150.001 - 1.000.000 kWh/jaar					
	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)			
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) <sup>4</sup>	15,83	2,14	81,26	0,83	199,35	0,75	5,24	0,12073	0,07512
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) <sup>5</sup>	13,65	2,02	85,32	0,59	341,26	0,42	5,90	0,12073	0,07512
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) <sup>6</sup>	13,21	1,92	70,95	0,77	443,54	0,52	5,90	0,12073	0,07512
FLUVIUS LIMBURG	13,79	1,70	51,03	0,95	689,94	0,53	5,24	0,12073	0,07512
FLUVIUS WEST	7,50	2,78	85,97	1,21	862,31	0,70	5,24	0,12073	0,07512
GASELWEST	16,52	2,42	72,72	1,29	709,88	0,87	5,90	0,12073	0,07512
IMEWO	17,64	2,55	98,98	0,93	488,76	0,67	5,90	0,12073	0,07512
INTERGEM	13,33	1,97	64,38	0,95	518,06	0,65	5,90	0,12073	0,07512
IVEKA	13,21	1,92	70,95	0,77	443,54	0,52	5,90	0,12073	0,07512
IVERLEK	16,04	2,34	79,98	1,06	599,48	0,71	5,90	0,12073	0,07512
SIBELGAS	18,02	2,67	99,93	1,04	221,02	0,96	5,90	0,12073	0,07512

<sup>1</sup> Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 130).

<sup>2</sup> Koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de aardgasmarkt.

<sup>3</sup> De federale bijdrage wordt tweemaal forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze forfaitaire vermeerdering wordt toegepast op elke herfacturering van de federale bijdrage behalve wanneer deze aan de eindafnemer wordt gefactureerd (K.B van 2 april 2014 art 5, §2). De aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 2 april 2014, art 6, §§1 en 2). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

<sup>4</sup> De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boechout, Grobbendonk, Hemiksem, Kampenhout, Laakdal, Niel, Nijlen, Stabroek, Steenokkerzeel en Zelzate, evenals op een deel van het grondgebied van de gemeente Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660) en de wijk Kiel (postcode 2020).

<sup>5</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Kapellen, Mortsel, Zwijndrecht en de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht-Zandvliet-Lillo-Antwerpen, Borgerhout, Deurne, Ekeren, Merksem, Wilrijk en het volledige havengebied van de stad Antwerpen.

<sup>6</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boom, Borsbeek, Brecht, Edegem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Malle, Ranst, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten, Wijnegem, Wommelgem en Zoersel.

**Tableau 44 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (01/01/2020-27/01/2020)**

**Netwerktarieven en heffingen van toepassing op de professionele aardgasklanten met een jaargelezen meter**

GAS Vanaf 01.01.20 t.e.m. 27.01.20	Distributietarieven, BTW excl.						Heffingen, BTW excl.		
	(21%)						Huur meter (€/jaar)	Energie- bijdrage <sup>1</sup> (c€/kWh)	Federale bijdrage <sup>2,3</sup> (c€/kWh)
	Distributie								
	T1		T2		T3				
0 - 5.000 kWh/jaar		5.001 - 150.000 kWh/jaar		150.001 - 1.000.000 kWh/jaar					
	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)			
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) <sup>4</sup>	13,08	1,77	67,16	0,69	164,75	0,62	4,33	0,09978	0,07512
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) <sup>5</sup>	11,28	1,67	70,51	0,49	282,03	0,35	4,88	0,09978	0,07512
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) <sup>6</sup>	10,92	1,59	58,64	0,64	366,56	0,43	4,88	0,09978	0,07512
FLUVIUS LIMBURG	11,40	1,40	42,17	0,79	570,20	0,44	4,33	0,09978	0,07512
Fluvius WEST	6,20	2,30	71,05	1,00	712,65	0,58	4,33	0,09978	0,07512
GASELWEST	13,65	2,00	60,10	1,07	586,68	0,72	4,88	0,09978	0,07512
IMEWO	14,58	2,11	81,80	0,77	403,93	0,55	4,88	0,09978	0,07512
INTERGEM	11,02	1,63	53,21	0,79	428,15	0,54	4,88	0,09978	0,07512
IVEKA	10,92	1,59	58,64	0,64	366,56	0,43	4,88	0,09978	0,07512
IVERLEK	13,26	1,93	66,10	0,87	495,44	0,59	4,88	0,09978	0,07512
SIBELGAS	14,89	2,21	82,59	0,86	182,66	0,79	4,88	0,09978	0,07512

<sup>1</sup> Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 130).

<sup>2</sup> Koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de aardgasmarkt.

<sup>3</sup> De federale bijdrage wordt tweemaal forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze forfaitaire vermeerdering wordt toegepast op elke herfacturering van de federale bijdrage behalve wanneer deze aan de eindafnemer wordt gefactureerd (K.B van 2 april 2014 art 5, §2). De aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 2 april 2014, art 6, §§1 en 2). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

<sup>4</sup> De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boechout, Grobbendonk, Hemiksem, Kampenhout, Laakdal, Niel, Nijlen, Stabroek, Steenokkerzeel en Zelzate, evenals op een deel van het grondgebied van de gemeente Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660) en de wijk Kiel (postcode 2020).

<sup>5</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Kapellen, Mortsel, Zwijndrecht en de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht-Zandvliet-Lillo-Antwerpen, Borgerhout, Deurne, Ekeren, Merksem, Wilrijk en het volledige havengebied van de stad Antwerpen.

<sup>6</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boom, Borsbeek, Brecht, Edegem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten en Wijnegem.

Tableau 45 : Tarifs de réseau et prélèvements applicables aux clients professionnels de gaz naturel disposant d'un compteur à relever annuel (28/01/2020-31/12/2020)

Netwerktarieven en heffingen van toepassing op de professionele aardgasklanten met een jaargelezen meter

GAS Vanaf 28.01.20 t.e.m. 31.12.20	Distributietarieven, BTW excl.						Heffingen, BTW excl.		
	T1		T2		T3		Huur meter (€/jaar)	Energie- bijdrage <sup>1</sup> (c€/kWh)	Federale bijdrage <sup>2,3</sup> (c€/kWh)
	0 - 5.000 kWh/jaar		5.001 - 150.000 kWh/jaar		150.001 - 1.000.000 kWh/jaar				
	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)	Vaste term (€/jaar)	Proportionele term (c€/kWh)			
DNB									
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEG) <sup>4</sup>	13,08	1,77	67,16	0,69	164,75	0,62	4,33	0,09978	0,07512
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IMEA) <sup>5</sup>	11,28	1,67	70,51	0,49	282,03	0,35	4,88	0,09978	0,07512
FLUVIUS ANTWERPEN (EX-IVEKA) <sup>6</sup>	10,92	1,59	58,64	0,64	366,56	0,43	4,88	0,09978	0,07512
FLUVIUS LIMBURG	11,40	1,40	42,17	0,79	570,20	0,44	4,33	0,09978	0,07512
Fluvius WEST	6,20	2,30	71,05	1,00	712,65	0,58	4,33	0,09978	0,07512
GASELWEST	13,65	2,00	60,10	1,07	586,68	0,72	4,88	0,09978	0,07512
IMEWO	14,58	2,11	81,80	0,77	403,93	0,55	4,88	0,09978	0,07512
INTERGEM	11,02	1,63	53,21	0,79	428,15	0,54	4,88	0,09978	0,07512
IVEKA	10,92	1,59	58,64	0,64	366,56	0,43	4,88	0,09978	0,07512
IVERLEK	13,26	1,93	66,10	0,87	495,44	0,59	4,88	0,09978	0,07512
SIBELGAS	14,89	2,21	82,59	0,86	182,66	0,79	4,88	0,09978	0,07512

<sup>1</sup> Wet houdende maatregelen inzake versterking van jobcreatie en koopkracht van 26 december 2015 (art. 130).

<sup>2</sup> Koninklijk besluit van 2 april 2014 tot vaststelling van de nadere regels betreffende de federale bijdrage bestemd voor de financiering van bepaalde openbare dienstverplichtingen en van de kosten verbonden aan de regulering van en controle op de aardgasmarkt.

<sup>3</sup> De federale bijdrage wordt tweemaal forfaitair vermeerderd met 0,1% aangezien deze forfaitaire vermeerdering wordt toegepast op elke herfacturering van de federale bijdrage behalve wanneer deze aan de eindafnemer wordt gefactureerd (K.B. van 2 april 2014 art 5, §2). De aan de eindafnemers gefactureerde federale bijdrage wordt vervolgens verhoogd met 1,1% voor de dekking van de administratieve en financiële kosten en om het gedeelte van de gefactureerde federale bijdrage dat niet volledig zou gestort worden door de eindafnemers te compenseren (K.B. van 2 april 2014, art 6, §51 en 2). In deze tarieflijst wordt ook met deze laatste verhoging van 1,1% rekening gehouden.

<sup>4</sup> De gepubliceerde tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Aartselaar, Boechout, Grobbendonk, Hemiksem, Kampenhout, Laakdal, Niel, Nijlen, Stabroek, Steenokkerzeel en Zelzate, evenals op een deel van het grondgebied van de gemeente Antwerpen, meer bepaald het volledige district Hoboken (postcode 2660) en de wijk Kiel (postcode 2020).

<sup>5</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Brasschaat, Duffel, Kapellen, Mortsel, Zwijndrecht en de districten Antwerpen, Berchem, Berendrecht-Zandvliet-Lillo-Antwerpen, Borgerhout, Deurne, Ekeren, Merkssem, Wilrijk en het volledige havengebied van de stad Antwerpen.

<sup>6</sup> Deze tarieven zijn enkel van toepassing voor de gemeenten Boom, Borsbeek, Brecht, Edegem, Hove, Kontich, Lier, Lint, Malle, Ranst, Rumst, Schelle, Schilde, Schoten, Wijnegem, Wommelgem en Zoersel.

### Revenu autorisé 2021 :

En application de la méthodologie tarifaire 2021-2024, la VREG a déterminé le 8 octobre 2020 le revenu autorisé de chaque gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel à partir de ses tarifs périodiques de réseau de distribution pour l'année 2021.

Le revenu total autorisé est de 0,5 milliards €, soit environ 6,8% de plus qu'en 2020.

Tableau 47 : planfonds de revenus 2021

	Exogène	Endogène	Total	2021/2020
Fluvius Antwerpen	3.217.687 €	81.910.124 €	85.127.812 €	<sup>125</sup>
Fluvius Limburg	918.948 €	57.254.493 €	58.173.441 €	27,3%
Fluvius West	587.319 €	13.452.801 €	14.040.120 €	11,6%
Gaselwest	-528.567 €	71.636.033 €	71.107.467 €	-5,3%
Imewo	138.488 €	95.592.560 €	95.731.047 €	11,0%
Intergem	-418.202 €	42.067.447 €	41.649.245 €	9,1%
Iveka	513.203 €	34.749.006 €	35.262.209 €	<sup>126</sup>

<sup>125</sup> En raison de transferts communaux importants entre Fluvius Antwerpen et Iveka, une comparaison avec l'année précédent est impossible.

<sup>126</sup> En raison de transferts communaux importants entre Fluvius Antwerpen et Iveka, une comparaison avec l'année précédent est impossible.

Iverlek	-251.685 €	82.132.737 €	81.881.051 €	-2,0%
Sibelgas	662.880 €	9.467.568 €	10.130.449 €	-13,8%
<b>Total</b>	<b>4.840.072 €</b>	<b>488.262.769 €</b>	<b>493.102.841 €</b>	<b>6,8%</b>
	1%	99%	<b>100%</b>	

Le 28 août 2020, les gestionnaires de réseaux de distribution flamands ont introduit une demande d'avance pour tenir compte des investissements supplémentaires liés au déploiement accéléré du compteur numérique. La VREG a finalement accordé une avance de 28,8 millions € et l'a incluse dans le revenu autorisé 2021. L'avance accordée maintenant sera déduite du revenu autorisé au cours des années suivantes.

### Soldes 2019:

Pour les GRD de gaz naturel, nous constatons pour 2019 un excédent global de 2,9% sur un budget total d'environ 0,5 milliard €.

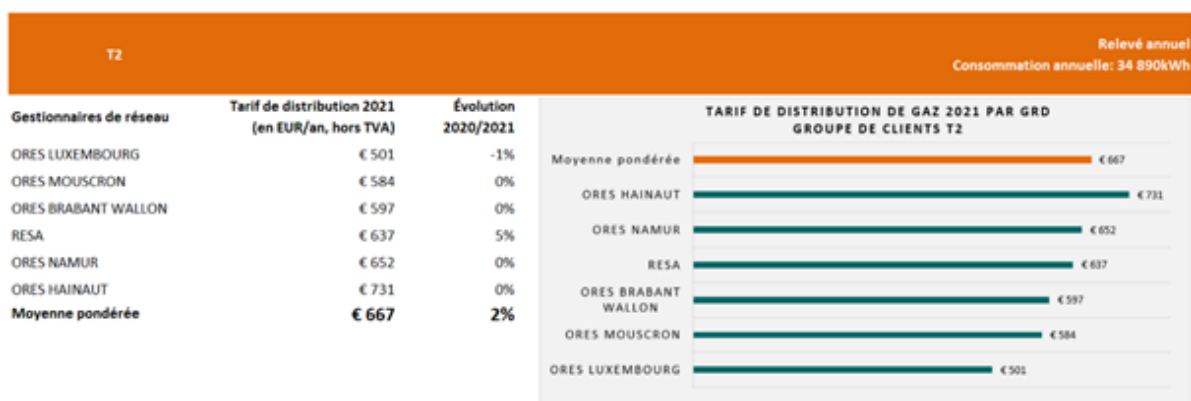
Tableau 48 : soldes réglementaires 2019

Soldes réglementaires	Gaz naturel (€)
Coûts exogènes	+1,0 million
Différences de volume	- 13,3 millions
Réindexation	-1,6 million
Impôt des sociétés	-0,0, million
+ = déficit et - = excédent	

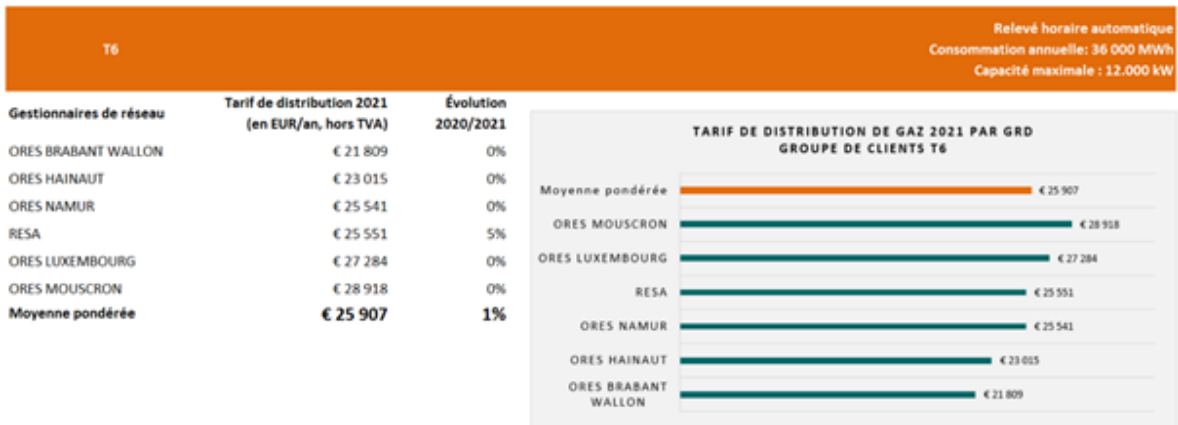
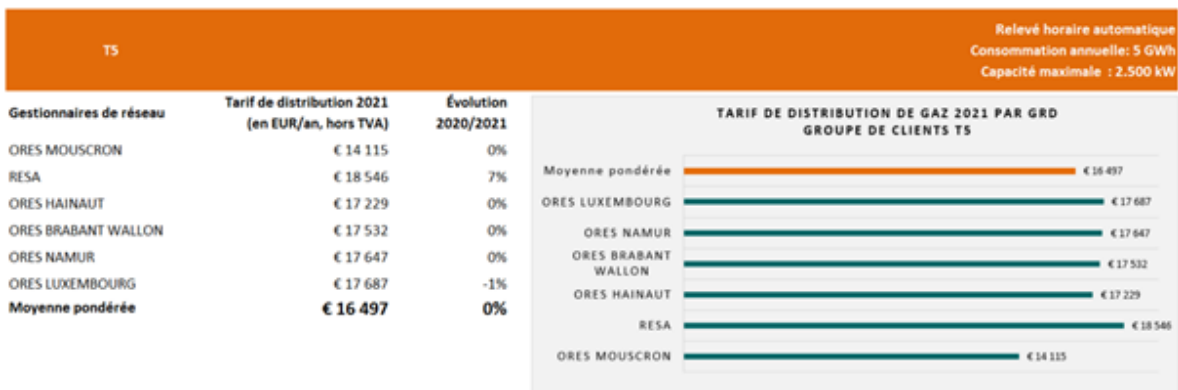
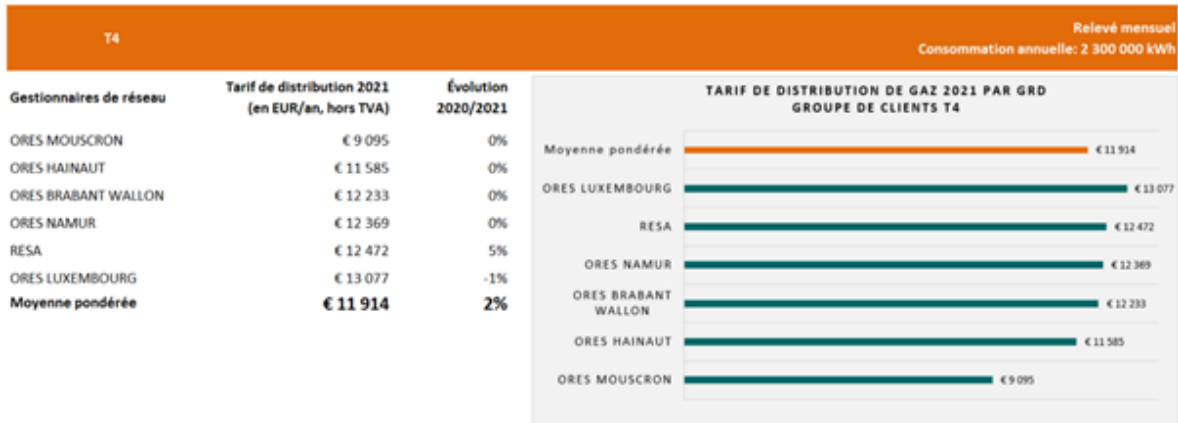
### 3.3.2.3. Région wallonne

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.3 du présent rapport.

Tableau 49 : Tarifs de distribution gaz applicables en Région wallonne en 2020, hors TVA 21%



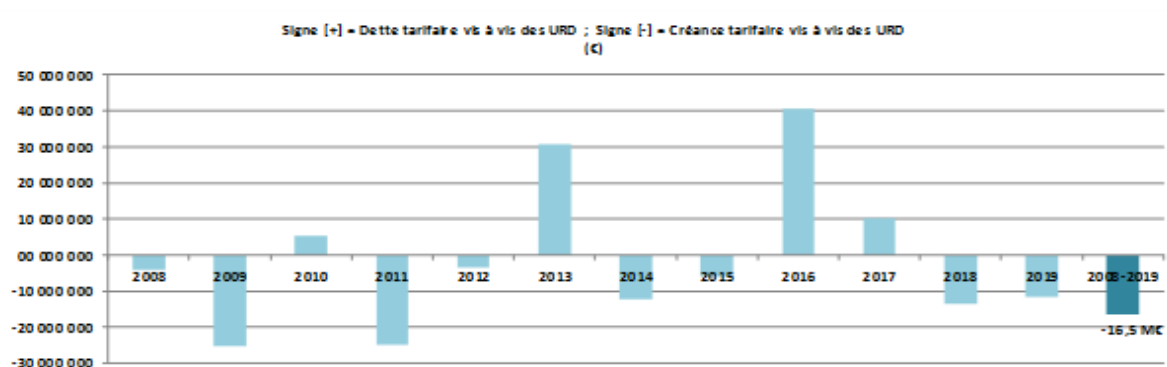




Les soldes:

Au 31 décembre 2019, le solde régulateur cumulé rapporté (non entièrement approuvé) 2008-2019 s'élève, pour la Région wallonne, à -16,5 Mios EUR pour le secteur gaz (créance tarifaire).

Figure 40 : soldes régulateurs annuels rapportés entre 2008 et 2019




### 3.3.2.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.2.4 du présent rapport.

Tarif de distribution gaz pour l'année 2020 :

Tableau 50 : Tarif de distribution – gaz 2020

**Grille tarifaire**  
**Année 2020**

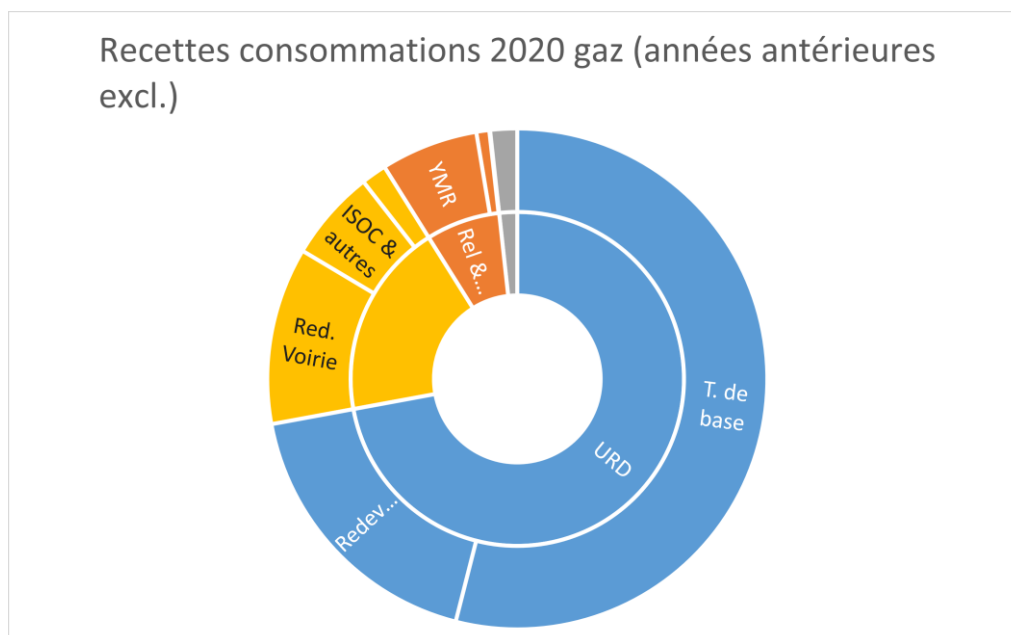
 **Sibelga**  
Distribution gaz

prix hors TVA

Tarif	T1	T2	T3	T4	T5
Consommation annuelle (en kWh)	0-5.000	5.001-150.000	150.001-1.000.000	1.000.000-10.000.000	> 10.000.000
<b>1. Tarif d'utilisation du réseau</b> X * EUR /kWh + Y * EUR / an					
avec redevance X = EUR / an	4,32	38,28	812,88	4.171,56	10.497,84
consommation Y = EUR / kWh	0,014624	0,008414	0,003804	0,000728	0,000290
<b>2. Tarif pour l'activité de mesure et de comptage</b>					
Comptage GOL (Gas On-Line) EUR / an	750,00	750,00	750,00	750,00	750,00
Comptage MMR (Monthly Manual Retrieve) - relevé mensuel EUR / an	296,29	296,29	296,29	296,29	-
Comptage YMR - relevé annuel EUR / an	16,00	16,00	16,00	16,00	-
<b>3. Surcharges</b>					
<b>3.1. Charges de pensions</b> EUR / kWh	0,000340	0,000242	0,000145	0,000058	0,000006
<b>3.2. Impôts &amp; prélèvements</b>					
- Redevance de voirie EUR / kWh	0,001265	0,001265	0,001265	0,001265	0,001265
- Impôt des sociétés & autres prélèvements EUR / kWh	0,001236	0,000870	0,000522	0,000209	0,000021
<b>4. Tarif des obligations de service public</b> EUR / kWh	0,000384	0,000272	0,000163	0,000000	0,000000

Le graphique ci-dessous donne la décomposition des tarifs de distribution gaz.

Figure 41 : Décomposition tarif de distribution Gaz 2020



Comme pour l'électricité, le poste « utilisation du réseau » est le plus important de la partie distribution (72 % en 2020). L'activité de mesure et de comptage représente également 7 %. Le poste « comptage » n'est pas le seul poste fixe des tarifs de distribution gaz. En effet, un poste fixe existe également au niveau de l'utilisation du réseau (38,28€ HTVA pour une consommation annuelle entre 5.001 et 150.000 kWh en 2020). La partie fixe totale d'un consommateur médian bruxellois est de l'ordre de 30 % du montant total de la partie distribution.

Pour le gaz, la redevance de voirie s'élève à environ 12 millions € en 2020. La marge équitable pour ce fluide s'élève en 2019 à environ 15 millions €. Électricité et gaz confondus, le montant total de la marge équitable et de la redevance de voirie s'élève pour 2020 à environ 72 millions €. On notera également que 2020 est la première année pour laquelle les tarifs de distribution gaz ne prévoient pas un tarif de pointe.

#### *Contrôle des soldes régulateurs de SIBELGA :*

Pour l'année 2019, le solde régulateur (non gérable) cumulé pour le gaz s'élève à 123 millions €, dont environ 81 millions encore non affectés. La quote-part attribuée au GRD comme incitant sur coût gérable s'élève à 2,2 millions € pour le gaz. Ce montant fait partie du résultat global reversé sous forme de dividende par Sibelga en plus de la marge équitable autorisée. Cette marge équitable s'élevait en 2019 à 15 millions € pour le gaz.

Tableau 50 : Évolution tarifs de distribution – Gaz 12.728 kWh annuel

En euro HTVA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Utilisation du réseau</b>	149	156	163	167	168	145	146
<b>Pensions non capitalisées</b>	15	14	5	5	5	3	3
<b>OSP</b>	6	6	5	4	3	3	4
<b>Comptage</b>	16	15	16	16	16	16	16
<b>Redevance de voirie et autres (ISOC,...)</b>	25	26	28	29	28	27	28
	<b>211</b>	<b>218</b>	<b>216</b>	<b>221</b>	<b>220</b>	<b>195</b>	<b>197</b>

*Révision de la méthodologie:*

Sur la base des méthodologies tarifaires adaptées en 2016, le GRD a transmis une nouvelle proposition de tarif pour l'année 2021. Au niveau du gaz, pour un client résidentiel consommant annuellement 12.000 kWh, la partie des coûts de distribution liée aux OSP sera quasiment identique en 2021 (0,0280 c€/kWh) par rapport au tarif 2020 (0,0272 c€/kWh). La surcharge liée à l'impôt des sociétés enregistre une légère hausse. Le tarif pour l'année 2021 s'élève en effet pour un client résidentiel à 0,0907 c€/kWh contre 0,0870 c€/kWh en 2020.

*Mécanismes de régulation incitative :*

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

*Jurisprudence :*

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

### 3.3.3. Prévention de subventions croisées entre activités de transport, de distribution et de fourniture

Le lecteur est invité à se référer au point 2.3.3 du présent rapport.

## 3.4. QUESTIONS TRANSFRONTALIÈRES

### 3.4.1. Monitoring «Cross-border interconnection capacity»

Via ses points d'interconnexion, le réseau belge est relié à la plupart des sources de production de gaz naturel alimentant le marché européen, à savoir:

- l'approvisionnement en gaz naturel par canalisations, en provenance de Norvège, du Royaume-Uni, des Pays-Bas, d'Allemagne, et de France;
- l'approvisionnement en GNL auprès de pays producteurs via le Terminal GNL de Zeebrugge et le terminal GNL de Dunkerque.

Le GNL et le gaz acheminé par canalisations en Belgique peuvent être négociés via le réseau de Fluxys Belgium au point de négoce gazier belge qui est divisé en deux services:

- ZTP-P (*Zeebrugge Trading Point – Physical Trading Services*);
- ZTP-N (*Zeebrugge Trading Point – Notional Trading Services*), qui est composé de ZTP (pour le réseau à haut pouvoir calorifique) et ZTPL (pour le réseau à bas pouvoir calorifique).

Le réseau de Fluxys Belgium est directement connecté aux marchés gaziers suivants :

- Pays-Bas : TTF et Zebra;
- Royaume-Uni : NBP;
- Allemagne : NCG et Gaspool;
- France : TRF (Trading Région France).

En ce qui concerne les entrées de gaz, le réseau de Fluxys Belgium est connecté aux marchés gaziers/zones de production suivant(e)s :

- Pays-Bas : TTF;
- Royaume-Uni : NBP;
- Allemagne : NCG et Gaspool;
- France : TRF (Trading Région France);
- Norvège;
- GNL via Zeebrugge & Dunkerque.

#### Tableaux 51 à 53 – Flux de gaz naturel transfrontaliers en Belgique (en TWh)

**Réseau Fluxys Belgium : Cross-border Interconnection Capacity 2020**

	BE – NL TTF	BE – NL Zebra	NL – BE TTF	NL – BE Zebra	BE – UK	UK – BE	BE - DE	DE – BE	BE - FR	FR – BE	Norvège
Average Commercial Max (MWh/h)	50.623	4.118	99.586	5.650	6.880	6.817	22.600	19.947	42.691	11.803	22.287
Average contracted capacity (MWh/h)	19.783	3.688	59.552	0	2.842	1.033	3.748	7.051	35.185	1.531	14.180

**Réseau Fluxys Belgium : Cross-border Interconnection Capacity [H] 2020**

	BE – NL TTF	BE – NL Zebra	NL – BE TTF	NL – BE Zebra	BE – UK	UK – BE	BE - DE	DE – BE	BE - FR	FR – BE	Norvège
Average Commercial Max (MWh/h)	30.623	4.118	72.636	5.650	6.880	6.817	22.600	19.947	32.205	5.803	22.287
Average contracted capacity (MWh/h)	14.818	3.688	38.564	0	2.842	1.033	3.748	7.051	25.876	1.531	14.180

**Réseau Fluxys Belgium : Cross-border Interconnection Capacity [L] 2020**

	BE – NL TTF		NL – BE TTF						BE - FR	FR – BE	
Average Commercial Max (MWh/h)	20.000		26.950						10.486	6.000	
Average contracted capacity (MWh/h)	4.965		20.988						9.309	0	

### 3.4.2. Implémentation des codes de réseau européens et leurs effets économiques

Les codes de réseau européens (CAM, BAL, TAR) et la réglementation concernant la gestion de la congestion aux points d'interconnexion ont été mis en œuvre avec succès et dans les délais. A cet effet, le contrat standard de transport de gaz naturel et le règlement d'accès de transport de gaz naturel de Fluxys Belgium, ainsi que le contrat d'équilibrage et le code d'équilibrage de Balansys ont été modifiés à plusieurs reprises après consultation des acteurs du marché pour être conforme aux codes de réseau européens.

En 2019, un nouveau VIP (*Virtual Interconnection Point*) entre la Belgique et l'Allemagne a été mis en service en application de l'article 19 du code de réseau CAM. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2019, les utilisateurs du réseau ont la possibilité de réserver des capacités de transport sur le VIP Belgium NCG par le biais de Prisma.

Sur PRISMA, les services d'entrée et de sortie aux points d'interconnexion peuvent être souscrits sous la forme de produits groupés avec le GRT adjacent, ou sous la forme de produits non groupés seulement avec Fluxys Belgium. Sur PRISMA, les services d'entrée et de sortie peuvent être souscrits soit au travers du mécanisme "*first-committed-first-served*", soit au moyen des enchères. En outre, Fluxys Belgium offre également la possibilité de convertir directement sur PRISMA les services d'entrée et de sortie en service de *short haul*.

Sur PRISMA, les services de capacité non groupée proposés selon le principe du premier engagement garanti (FCFS) peuvent être réservés à tout moment en tenant compte d'un délai minimum de 120 minutes et ce, 24h/24 et 7j/7. Les services sont commercialisés dans des durées non standardisées, qui peuvent être soit des produits intrajournaliers (produit *balance of gas day*), soit des produits d'une durée minimale d'un jour et pour lesquels il n'existe pas de période maximale. Ces services de capacité sont alloués dans l'ordre tel qu'ils ont été demandés, aussi longtemps que les services de capacité sont disponibles.

Sur PRISMA, les services de capacité offerts en enchères sont commercialisés sur des durées standardisées, appelés produits standards, qui peuvent être tout aussi bien intrajournaliers (jusqu'à la fin de la journée gazière), journaliers (pour une durée d'une journée gazière), mensuels (depuis la 1<sup>ère</sup> jusqu'à la dernière journée gazière du mois calendrier), trimestriels (débutant respectivement le 1<sup>er</sup> octobre, le 1<sup>er</sup> janvier, le 1<sup>er</sup> avril ou le 1<sup>er</sup> juillet) ou annuels (débutant le 1<sup>er</sup> octobre). Si cela est d'application, pour les services pour lesquels PRISMA organise l'enchère, les services interruptibles sont offerts après la clôture de l'enchère concernant le produit ferme pour la même période. Pour les autres points d'interconnexion, les capacités interruptibles sont allouées comme demandées. En concordance avec l'Article 3 paragraphe 5 du CAM NC, des enchères concurrentes peuvent être mises en place. Ces enchères permettent aux GRT d'offrir des quantités limitées de capacités disponibles sur deux enchères différentes, pour lesquelles le marché, par le processus d'enchère, indique dans quelle enchère la capacité est la plus demandée. C'est le cas pour des enchères 1 pour N, pour lesquelles N est le nombre de GRT d'un côté du point d'interconnexion (comme sur Eynatten 2) ou le nombre de produits différents d'un côté du point d'interconnexion (comme sur IZT)

### **3.4.3. Monitoring des plans d'investissements de Fluxys Belgium: descriptions des PCIs acceptés, relation entre les PCIs et le plan d'investissement de Fluxys Belgium avec une analyse de ces plans et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne**

#### *PCI accepté:*

En 2014, un nouveau processus à travers les groupes régionaux a été lancé afin d'avoir une 2<sup>ème</sup> liste de projets PCI adoptés en novembre 2015 par la Commission européenne. Fluxys Belgium a déposé sa candidature PCI pour le projet de conversion L / H en Belgique, qui sera évaluée avec le projet de reconversion en France proposé par GRTgaz & GrDF.

Ce n'est qu'à la suite de l'établissement de la troisième liste de projets PCI que le projet H / L a reçu le label PCI, ce qui montre que la conversion progressive au gaz H des zones aujourd'hui approvisionnées en gaz L, en Allemagne, en Belgique et en France, est nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs concernés. Le projet de conversion en France et en Belgique s'est donc vu accorder le statut de PCI en 2017. La Commission européenne a reconfirmé que la conversion L/H en Belgique était un besoin essentiel d'infrastructure dans la région occidentale de l'Europe, ce qui a conduit à un renouvellement du label PIC fin 2019 (4<sup>ème</sup> liste PCI). La 4<sup>ème</sup> liste PCI est entrée en vigueur en avril 2020<sup>127</sup>.

#### *Relation entre PCI's et plan d'investissement Fluxys Belgium:*

Les principales adaptations du réseau de transport consistent à connecter et à intégrer progressivement les infrastructures de gaz L aux infrastructures de gaz H. Suivant le planning de conversion, les connexions existantes entre les deux réseaux L et H seront adaptées si nécessaire afin d'alimenter en gaz H, de manière sélective, les postes des GRD et les clients industriels.

Cependant, pour certaines parties du réseau, la capacité des connexions existantes ne suffira pas et des renforcements devront être réalisés, en particulier entre les grands réseaux de transport de gaz L et de gaz H (connexion RTR<sup>128</sup>-Dorsales<sup>129</sup> en particulier). Le maintien de la capacité de transport vers le marché de gaz L non converti est une contrainte importante, en particulier en ce qui concerne la capacité d'exportation vers le marché français. Étant donné le point d'entrée unique du gaz L à Hilvarenbeek/Poppel, et le point de sortie unique du gaz L vers la France à Blaregnies, une des deux dorsales devra être maintenue en gaz L jusqu'à la fin de la conversion du marché français. Le processus de conversion du marché belge ne peut dès lors se réaliser que sur la base de l'alimentation progressive en gaz H de la seconde dorsale, et ce, principalement depuis une interconnexion à créer avec le grand axe de transport de gaz H Zeebrugge – Eynatten interceptant les dorsales à Winksele, au cœur du marché L à convertir. Le processus poursuivra dès lors une orientation Sud-Nord, repoussant progressivement le gaz L vers le point d'entrée d'Hilvarenbeek/Poppel.

- Conversion effectué de 2017-2019:

Durant cette période, l'injection de gaz H a été réalisée (2017 et 2018) ou est prévue (2019) depuis des interconnexions existantes ne nécessitant que des adaptations limitées du réseau. Il s'agit des noeuds d'interconnexion de Warnant Dreye, de Beuzet et d'Antwerpen CGA. Seule la conversion de la région de Brasschaat-Wuustwezel nécessite un nouveau poste de détente à Kalmthout.

---

<sup>127</sup> Règlement délégué 2020/389 de la Commission du 31 octobre 2019 modifiant le règlement 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

<sup>128</sup> Grand axe de transport de gaz H entre Zeebrugge et la frontière allemande.

<sup>129</sup> Les conduites transportant le gaz L depuis Hilvarenbeek vers le sud sont appelées "dorsales".

- Période 2020-2024 : «Sud de l'axe Zeebrugge/Eynatten»:

Des travaux supplémentaires d'adaptation de la station de Winksele (5) sont nécessaires pour permettre la connexion du RTR aux réseaux de transport alimentant la région bruxelloise et les dorsales. Ainsi, la conversion de la Région Bruxelles Capitale se poursuivra en 2021 pour être achevée en 2022. Les autres régions alimentées au sud de l'axe Zeebrugge-Eynatten, alimentées par les dorsales seront toutes converties d'ici 2024. Des voies d'optimisation du programme de conversion ont été identifiées par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution, permettant de réaliser la conversion du marché belge au nord de l'axe Zeebrugge-Eynatten, jusqu'au point d'entrée en gaz L de Hilvarenbeek d'ici fin 2024. Ainsi, la région d'Anvers et la Campine sont converties en 2023 et 2024 respectivement, via la mise en gaz H progressive d'une des deux dorsales (partie Nord) à partir de Winksele (6).

- Période 2025-2029 : «Nord de l'axe Zeebrugge/Eynatten»:

Dès 2025, la conversion du marché belge se poursuit en remontant progressivement du gaz H en direction du point d'entrée en gaz L de Hilvarenbeek. La Campine et la région d'Anvers sont converties via la mise en gaz H progressive d'une des deux dorsales (partie Nord) à partir de Winksele.

- Période post-conversion (après 2030) :

Les grands axes de transport Ouest-Est et Nord-Sud du réseau de Fluxys Belgium désormais intégrés en gaz H pourront dès lors jouer un rôle important dans le cadre du remplacement des marchés L en France et en Allemagne, en termes de diversité, de sécurité d'approvisionnement et d'accès aux sources de GNL.

- Conclusion:

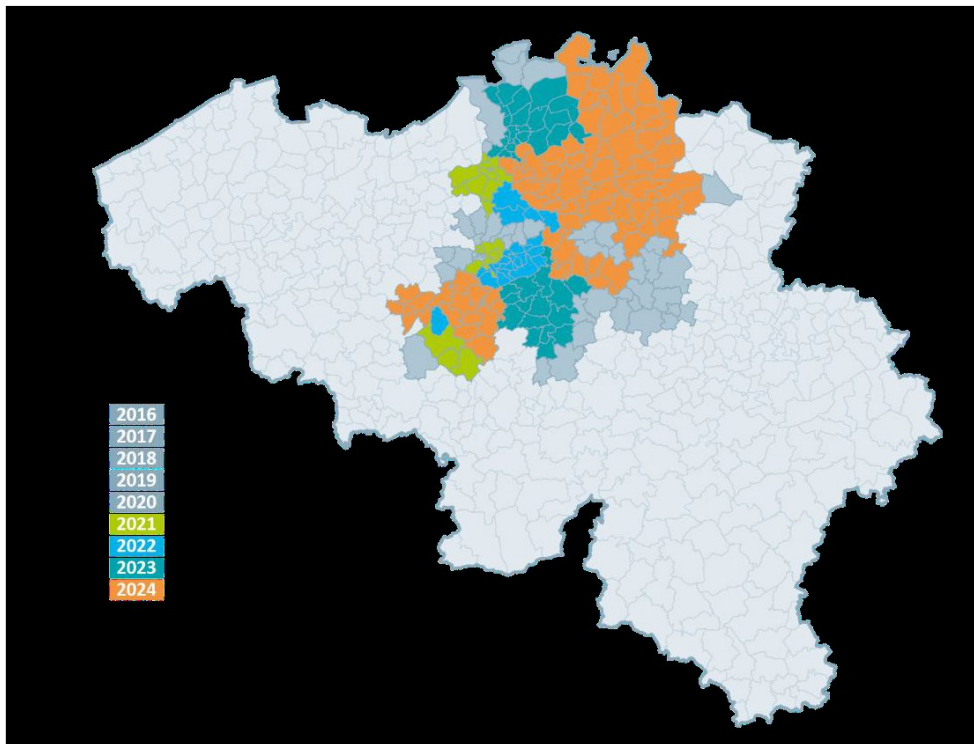
Les investissements attendus pour couvrir les adaptations liées à la conversion L-H sont :

- interconnexions entre les canalisations RTR et les Dorsales (à Winksele) afin de pouvoir démarrer la conversion de la zone au sud de Winksele en 2020 ;
- adaptation de certaines stations de détente pour permettre un fonctionnement optimal du marché de gaz H après conversion ;
- séparations temporaires supplémentaires entre les parties du réseau ayant des qualités de gaz différentes pendant les diverses phases de conversion ou des pressions différentes pendant ou après la conversion.

Il n'est pas tenu compte ici des inspections des appareils à gaz sur les sites des clients industriels ou particuliers, ni des adaptations des infrastructures des GRD.



Figure 42 : Planning indicatif de conversion du marché gaz – L



*Analyse du plan d'investissement de Fluxys Belgium et éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne:*

La CREG n'a pas la compétence d'analyser le plan d'investissement Fluxys Belgium et de donner des éventuelles recommandations du point de vue de leur cohérence avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté européenne.

#### **3.4.4. Coopération sur les questions transfrontalières avec les autorités de régulation des Etats Membres concernés et ACER**

Il n'y a rien de spécifique à signaler pour 2019 quant à la coopération sur des questions transfrontalières avec les autorités de régulation européennes.

Cependant au sein d'ACER la CREG a continué à être étroitement impliquée dans le *Gas Working Group*. En 2020, le GWG a approuvé le rapport consolidé sur l'avancement des projets classés comme PCI (*Projects of Common Interest*) ainsi que le rapport de surveillance du marché de l'ACER sur les marchés de gros et de détail. Une attention particulière a également été prêtée à donner un avis d'expert au directeur de l'ACER sur des sujets précis, comme requis par la nouvelle réglementation de l'ACER qui octroie un rôle plus important aux groupes de travail de l'ACER.

Les différentes task forces du GWG ont travaillé sur trois autres rapports, à savoir le « *7th Annual Report on Contractual Congestion at Interconnection Points* » et les deux « *Implementation Monitoring Reports on the Balancing and Capacity Allocation Management network codes* ». Une bonne partie du travail des task forces a consisté à traiter les questions posées par des acteurs du marché sur la plateforme de transparence FUNC, établie pour clarifier leurs interrogations sur les codes de réseau européens, par exemple sur le manque d'harmonisation des interfaces des plateformes de capacité. Enfin, le GWG a rédigé un « *Position Paper on Misconduct at EU balancing zones* », réalisé en étroite coopération avec ENTSO-G.

## 3.5. CONFORMITÉ

### 3.5.1. Décisions juridiquement contraignantes d'ACER et de la Commission Européenne et les orientations

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

### 3.5.2. Décisions juridiquement contraignantes à l'encontre de Fluxys Belgium, de IUK, des GRDs et des entreprises de gaz naturel actives sur le marché belge du gaz naturel concernant l'application des dispositions législatives communautaires, y compris les questions transfrontalières et les sanctions effectives

#### 3.5.2.1. Niveau fédéral

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

#### 3.5.2.2. Région flamande

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

#### 3.5.2.3. Région wallonne

#### 3.5.2.4. Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020. Région de Bruxelles-Capitale

Le lecteur est invité de se référer au point 2.5.2.4 du présent rapport.

## 3.6. CONCURRENCE

### 3.6.1. Marché de gros<sup>130</sup>

En 2020, la consommation de gaz naturel en Belgique a connu une légère diminution de 1,1% par rapport à 2019, qui est principalement imputable à une baisse de la consommation sur les réseaux de distribution (-4,3%). Il ressort des variations de température en 2020 que le besoin en chauffage a diminué de 10,1% par rapport à 2019.

Le graphique ci-dessous illustre les flux de gaz naturel nets par pays concerné ou pour le GNL, tant pour les flux entrants (positif) que pour les flux sortants (négatif), durant la période 2011-2020. La ligne rouge représente la différence entre les flux entrants et sortants transfrontaliers et correspond par conséquent à la consommation de gaz naturel en Belgique<sup>131</sup>. En 2020, la consommation de gaz naturel était de 190,7 TWh, en baisse de 1,1% par rapport à 2019.

---

<sup>130</sup> Note (Z)2045 du 30 janvier 2020 relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel en 2019

<sup>131</sup> Il ne s'agit pas exactement de la consommation nette, vu qu'il y a aussi des modifications de stock nettes dans le stockage de Loenhout (2011 : -0,36 TWh ; 2012 : +1,45 TWh ; 2013 : -0,72 TWh ; 2014 : -1,18 TWh ; 2015 : +1,82 TWh ; 2016 : -2,11 TWh ; 2017 : +3,34 TWh ; 2018 : -0,83 TWh ; 2019 : -3,27 TWh ; 2020 : +1,08 TWh).

Les prix moyens du gaz ont continué de baisser de 13,7 €/MWh en 2019 à 9,4 €/MWh en 2020 sur le marché à court terme, et de 18,6 €/MWh à 13,7 €/MWh sur le marché à long terme.

Figure 43 – Flux de gaz naturel transfrontaliers en Belgique de 2011 à 2020 (en TWh)



Les flux de gaz naturel transfrontaliers pour 2020 sont les suivants :

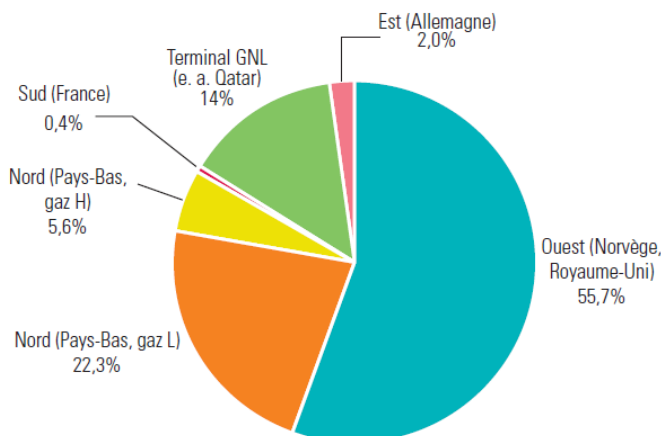
- depuis le Royaume-Uni : 32 TWh contre 43,9 TWh en 2019;
- depuis les Pays-Bas : 49,4 TWh contre 69,5 TWh en 2019;
- en provenance directe des champs gaziers norvégiens : 166,8 TWh contre 160,8 TWh en 2019.

Les flux de sortie sont principalement dirigés vers la France et destinés à la consommation de ce pays. En 2020, les flux de gaz naturel en direction de la France ont chuté à 101,2 TWh (-33,3%), soit l'équivalent de 53 % de la consommation belge de gaz naturel.

Le flux de gaz naturel net vers l'Allemagne en 2020 est tombé à 2,5 TWh.

Les consommateurs de gaz naturel luxembourgeois sont très dépendants des flux de gaz naturel qui transitent par la Belgique. Les flux de gaz naturel en direction du Luxembourg représentent à 6,3 TWh en 2020 contre 7,6 TWh en 2019.

Figure 44 : Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2020 (Source : CREG)



Le taux de remplissage de la saison 2019-2020 est exceptionnel, tant pour la Belgique que pour l'UE des 28 (97 % dans les 2 cas). Cela s'explique par des prix du gaz très bas durant l'été 2019 et un écart été-hiver important favorisant le remplissage des installations de stockage de gaz naturel. Un hiver doux et des importations élevées de GNL en Europe expliquent le faible taux d'utilisation des sites de stockage européens en 2020 et le taux de remplissage exceptionnellement élevé à la fin de la saison d'émission (54 % pour l'UE 28 et 62 % pour la Belgique). Il est à noter que cette situation est à l'origine d'un démarrage accéléré de l'injection de gaz naturel dans le site de stockage de Loenhout (à la mi-février 2020).

En 2020, le taux de remplissage élevé des sites de stockage et le maintien des importations de GNL ont fait pression sur le prix du gaz et entraîné ainsi un écart été-hiver important. Cet écart a occasionné à son tour une demande importante de volume de stockage et un taux de remplissage élevé à la fin de la saison d'injection (95 % pour l'UE des 28 et 97 % pour la Belgique). Il est à souligner que Loenhout a atteint son taux de remplissage maximal particulièrement tôt durant la saison d'injection (mi-juillet 2020).

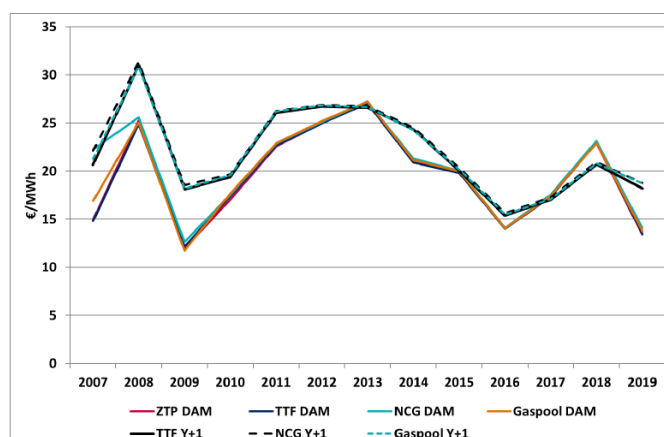
En 2018, l'activité GNL à Zeebruges s'est fortement développée mais c'est 2019 qui est une année record pour le terminal: avec 90 méthaniers qui ont déchargé 95 TWh de GNL et 40 méthaniers qui en ont chargé 21 TWh. Sur ces 90 méthaniers déchargés, 19 y ont effectué un déchargement dans le cadre de services de transbordement (pour un volume de 20,8 TWh) et sur ces 40 méthaniers chargés 19 y l'ont été (volume de 19,6 TWh) dans le cadre de services de transbordement.

### 3.6.2. Monitoring du niveau des prix de gros, du degré de transparence, du niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros

#### Niveau prix de gros :

Le prix moyen du gaz sur le marché à court terme a fortement baissé en 2019, puis a continué sa dégringolade de 13,7 €/MWh en 2019 à 9,4 €/MWh en 2020 ; le prix moyen du gaz a également diminué sur le marché à long terme, passant de 18,6 €/MWh à 13,7 €/MWh ; ces deux produits sont ainsi passés pour la première fois sous le niveau minimum de 2009, qui était respectivement d'environ 12 €/MWh et 18 €/MWh. En 2020, les prix sur le marché à court terme sont restés inférieurs à ceux du marché à long terme.

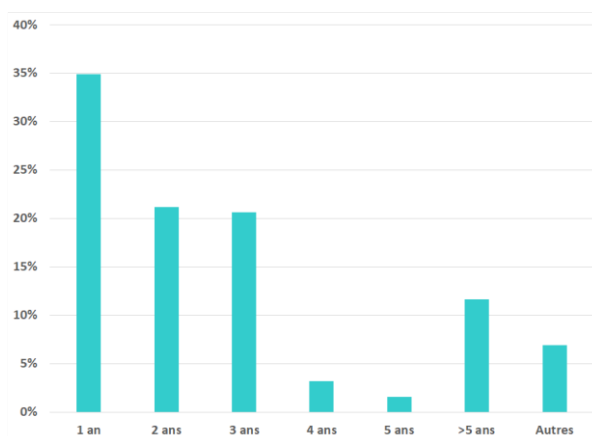
Figure 45 : Prix moyens annuels du gaz naturel sur les marchés *day-ahead* et *year-ahead* (Sources : CREG, données traitées issues de *icis.com, ice.com, eex.com* et *powernext.com*)



#### Degré de transparence:

En 2019, les contrats de fourniture d'une durée d'un an sont les plus courants avec 35 % des cas, devant les contrats de deux ans qui représentent 21 % du total. 12 % des contrats ont une durée supérieure à 5 ans. Seuls 2 fournisseurs sur le marché proposent des contrats d'une telle durée à leur clientèle industrielle. Le contrat le plus long actuellement en cours a une durée de 16 ans. La figure ci-après reprend les contrats en fonction de leur durée.

Figure 46 : Contrats de vente de gaz naturel aux industries étudiés en fonction de leur durée (en années)



En ce qui concerne les types d'indexation, la CREG a calculé qu'en 2019 :

- 0,5 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations pétrolières (1% en 2018).
- 85,7 % des clients ont un contrat avec un prix variable indexé sur les cotations gazières (78 % en 2018)
- 13,8 % des clients ont un prix fixe dans leur contrat (21 % en 2017)

D'une manière générale, la CREG a observé depuis 2008 une augmentation du nombre de contrats indexés sur les prix du gaz (Zeebrugge, TTF) corrélée à une diminution voire une quasi disparition de ceux indexés sur le prix des cotations pétrolières (GOL, HFO ou Brent). La figure ci-après donne le détail des indexations pour l'année 2019.

La cotation belge Zeebrugge<sup>132</sup> est utilisé dans 28 % des contrats. 14 % des contrats sont à prix fixe et seulement 0,5 % des contrats utilisent une cotation pétrolière basée sur le Brent ou une cotation gazière autre que TTF ou que Zeebrugge.

*Niveau de l'efficacité atteints en terme d'ouverture des marchés et de concurrence pour le marché de gros:*

En 2020, la CREG a rendu quatre avis dans le cadre de demandes d'autorisation de fourniture de gaz naturel, émanant de AOT Energy Belgium SA<sup>133</sup>, Eni Global Energy Markets SpA<sup>134</sup>, Oleon SA<sup>135</sup> et Essent Belgium SA dans le cadre d'un changement de contrôle<sup>136</sup>.

<sup>132</sup> Diverses dénominations se retrouvent sous le vocable Zeebrugge telles que ZEE, ZTP, ZBH, HUB, ...

<sup>133</sup> Avis (A)2063 du 5 mars 2020.

<sup>134</sup> Avis (A)2113 du 25 août 2020.

<sup>135</sup> Avis (A)2130 du 24 septembre 2020.

<sup>136</sup> Avis (A)2143 du 12 novembre 2020.

La ministre de l'Énergie a délivré la même année une autorisation individuelle de fourniture de gaz naturel à AOT Energy Belgium SA par arrêté ministériel du 6 avril 2020, à Oleon SA par arrêté ministériel du 29 octobre 2020 et à Eni Global Energy Market SpA par arrêté ministériel du 28 septembre 2020. Au 31 décembre 2020, trente-quatre utilisateurs du réseau détenaient une autorisation fédérale de fourniture de gaz naturel. Parmi eux, en 2020, vingt-huit ont exercé des activités de fourniture de gaz naturel sur le réseau de transport au profit de clients finals belges, contre seulement six à la fin 2007.

Tableau 54 : Entreprises actives en 2020 sur le marché belge sur le plan du shipping de gaz naturel - Évolution par rapport à 2019 (Source : CREG)

VOLUME ACHEMINÉ EN BELGIQUE (en TWh)*	2019		2020		Δ2020/2019	
PARTS DE MARCHÉ EN BELGIQUE (en %)	TWh	%	TWh	%	(%)**	(%-point)***
Antargaz SAS	3,84	1,99	3,32	1,74	-14	-0,2
ArcelorMittal Energy S.C.A.	3,26	1,69	4,97	2,61	53	0,9
Axpo Solutions AG	1,38	0,72	0,97	0,51	-29	-0,2
Belgian Eco Energy SA	1,29	0,67	0,11	0,06	-91	-0,6
Eneco Energy Trade BV	10,27	5,33	8,31	4,36	-19	-1,0
Energy Global Handel BV	5,22	2,71	1,08	0,57	-79	-2,1
Engie	50,43	26,16	68,10	35,72	35	9,6
Eni S.p.A.	17,05	8,84	17,57	9,22	3	0,4
Enovos Luxembourg SA	1,59	0,82	1,69	0,89	6	0,1
Equinor ASA	5,09	2,64	4,30	2,25	-16	-0,4
Essent Sales Portfolio Management BV	3,57	1,85	3,91	2,05	10	0,2
European Energy Pooling	4,11	2,13	5,78	3,03	41	0,9
Gas Natural Europe	6,73	3,49	pas de shipping	pas de shipping		
GETEC Energie GmbH	1,22	0,63	0,25	0,13	-80	-0,5
Lampiris SA	0,65	0,34	0,00	0,00	-100	-0,3
Luminus SA	24,80	12,86	20,12	10,55	-19	-2,3
natGAS Aktiengesellschaft	2,39	1,24	pas de shipping	pas de shipping		
Novatek Gas & Power GmbH	1,02	0,53	0,10	0,05	-90	-0,5
OMV Gas Marketing & Trading GmbH	pas de shipping	pas de shipping	2,48	1,30		
Progress Energy Services	1,89	0,98	0,78	0,41	-59	-0,6
RWE Supply & Trading GmbH	7,29	3,78	4,75	2,49	-35	-1,3
Soc. Europ. de Gestion de l'Énergie SA	3,71	1,92	3,51	1,84	-5	-0,1
Total Direct Energie SA	6,23	3,23	3,08	1,62	-51	-1,6
Total Gas & Power Ltd	15,23	7,90	18,20	9,55	20	1,6
Uniper Global Commodities SE	1,26	0,66	0,46	0,24	-64	-0,4
Vattenfall Energy Trading Netherlands NV	5,57	2,89	7,68	4,03	38	1,1
Wingas GmbH	7,69	3,99	9,11	4,78	18	0,8
<b>TOTAL FINAL</b>	<b>193</b>	<b>100</b>	<b>191</b>	<b>100</b>	<b>-1</b>	

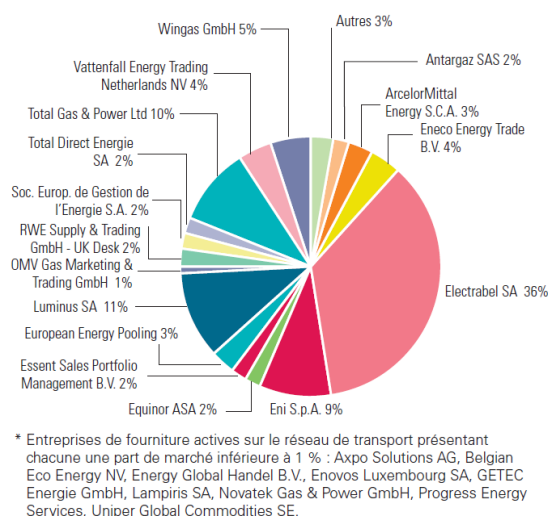
\* Ces chiffres ne concernent que les fournitures aux clients raccordés au réseau de transport et aux points de prélèvement des réseaux de distribution. Pour des statistiques distinctes sur la fourniture aux clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution, le lecteur est invité à consulter la publication conjointe des quatre régulateurs énergétiques sur le site Internet de la CREG ([www.creg.be](http://www.creg.be)).

\*\* Évolution relative 2020 par rapport à 2019 (la base est 2019).

\*\*\* Évolution absolue de la part de marché.

La CREG observe une chute sensible de la consommation des clients finals raccordés aux réseaux de distribution (- 4,3 %) ainsi qu'une consommation légèrement inférieure des clients industriels (- 0,8 %) et une hausse sensible de la consommation pour la production d'électricité (éventuellement en combinaison avec la production de chaleur) (+ 4,6 %). Une nouvelle entreprise a entamé des activités de fourniture sur le marché de gros du gaz naturel en 2020, à savoir OMV Gas Marketing & Trading GmbH.

Figure 47 : Parts de marché des entreprises de fourniture sur le réseau de transport en 2020 (Source : CREG)



En 2020, un total de 25 entreprises de fourniture (shipping) étaient actives sur le marché belge. Electrabel (Engie) avec 36 % (26 % en 2019) et Luminus 11 % (13 % en 2019) assuraient ensemble 47 % des fournitures de gaz naturel aux consommateurs de gros directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Le troisième plus grand fournisseur est Total Gas & Power, qui détenait une part de 10 % en 2020 (8 % en 2019). En 2020, Eni S.p.A. (9 %) et Wingas (5 %) ont rejoint le groupe des entreprises de fourniture détenant une part de marché supérieure à 5 %. Les 20 entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 29 %) détiennent chacune une part de marché de moins de 5 % et, pour neuf d'entre elles, la part de marché n'atteint pas 1 %. La concentration du marché a augmenté en 2020 par rapport à 2019.

la figure suivante montre que la part de marché du groupe ENI – selon la consommation totale facturée – connaît une baisse presque constante de 72,9 % (2007) à 37,8 % (2015). Au cours des premières années de la libéralisation, ce sont essentiellement les groupes Engie et Wingas qui ont pris des parts de marché au groupe ENI, avec en 2016 une légère augmentation de la part de marché du groupe ENI (de 37,8 % à 38,9 %) mais qui avait baissé à 29,6 % en 2017 et à 25,5% en 2018 et qui est repartie à la hausse en 2019 (26,6%). La part de marché du groupe Engie était descendue à 8,4% en 2018 mais remonte à 10,1% en 2019.

Par ailleurs, nous avons observé l'arrivée d'un producteur de gaz naturel (Equinor, autrefois Statoil) en 2009. Ce fournisseur a acquis une part de marché<sup>137</sup> qui oscille entre 11,6 % en 2013 et 6,9 % en 2015. En 2016, cette part de marché chute à 1,5% et continue de baisser en 2017 pour atteindre 0,5 %, niveau qui est resté stable en 2018 mais a légèrement baissé en 2019 (0,4%). Vattenfall était présent pour la première fois en 2015 avec une part de marché au-delà de 5 % (9,7 %) ; elle passe à 8,3 % en 2016 et continue de croître pour arriver à 10,1 % en 2017 ; elle est suivie d'une légère baisse en 2018 (9,4%) qui s'est poursuivie en 2019 (8,2%).

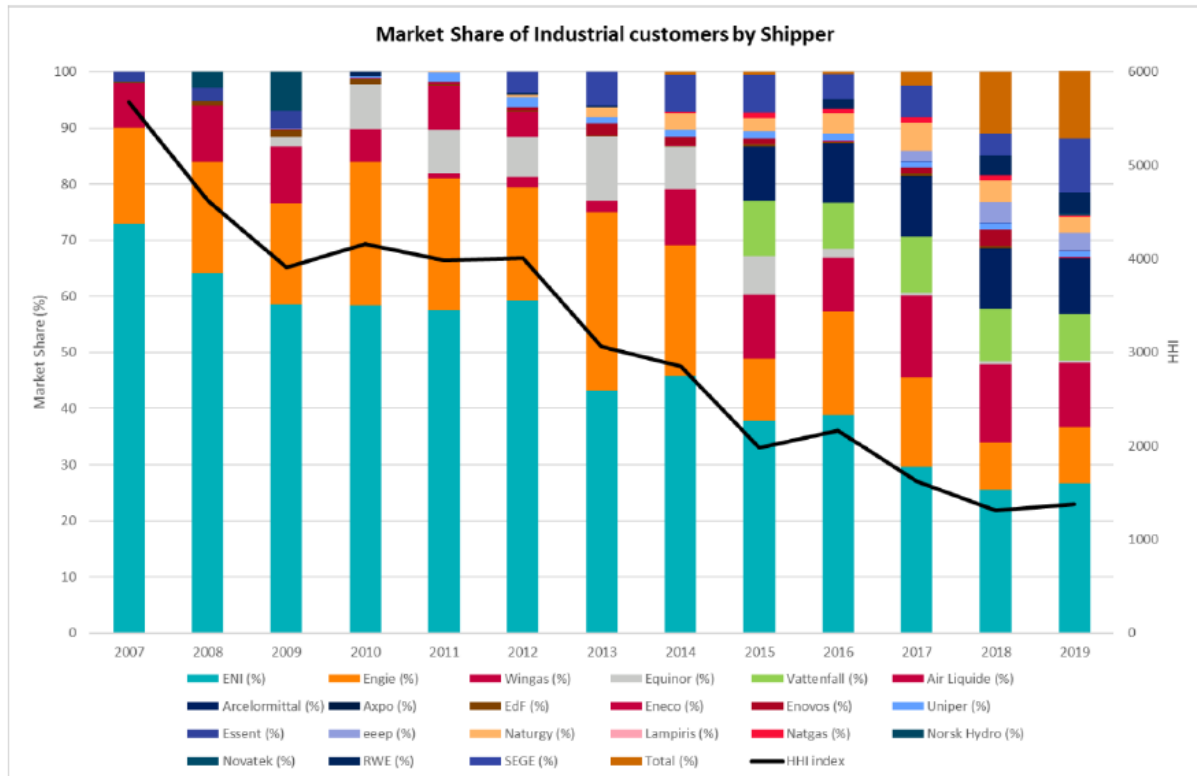
Par ailleurs on remarque que la part de marché du groupe Total qui était passée de 2,6% en 2017 à 11,1% en 2018 a continué d'augmenter pour arriver à 12,1% en 2019. La part de marché des plus petits fournisseurs 8 de gaz naturel aux clients industriels chute à 12,3% en 2019 alors qu'elle représentant

<sup>137</sup> Ceci ne signifie pas pour autant que ce fournisseur est absent du marché gazier belge. Dans l'étude 2020 relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2018, on constate que ce fournisseur est actif sur le segment des centrales électriques qui regroupe également des entreprises pétrochimiques et des cogénérations. La plupart de celles-ci sont reprises dans la catégorie « centrales électriques » et non « clients industriels » en raison de la catégorisation effectuée par Fluxys Belgium.



21,1 % des fournitures de gaz naturel en 2018. Elle était de 23,1 % en 2015, de 23,4 % en 2016 et de 29,1% en 2017.

Figure 48 : Part de marché des fournisseurs sur le segment des grands clients industriels de gaz naturel, par an (en anglais)



La part de marché cumulée des trois plus grands fournisseurs historiquement présents de gaz naturel (Eni, Engie et Wingas) aux grands clients industriels en Belgique est passée de 98,1 % en 2007 à 60,3 % en 2015 pour remonter à 66,9 % en 2016 et redescendre à 60,3 % en 2017 et poursuivre sa baisse pour atteindre 47,9 % en 2018 avant de remonter légèrement à 48,2% en 2019.

Vu la légère reprise de la part de marché cumulée des trois plus grands fournisseurs, la baisse de la part de marché des petits fournisseurs et l'augmentation de celle d'autres fournisseurs, l'indice HHI remonte légèrement à 1380 en 2019 (il était de 1306 en 2018), ce qui indique une petite augmentation de la concentration du marché du gaz naturel en ce qui concerne la vente aux grands clients industriels en Belgique entre ces deux années. Cet indice HHI avait légèrement remonté en 2016 pour redescendre en 2017 avant d'arriver en 2018 au niveau le plus bas jamais atteint.



<b>Gas Wholesale market indicators</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<i>National Gas Production</i>	0	0	0	0	0	0
<i>Number of active wholesale companies</i>	23	23	23	25	25	25
<i>Biogas injected into the gas grid</i>	0	0	0	0,5GW	3,6GW	15,2GW
<i>Total gas demand</i>	175,8	179,4	181,5	187,1	192,8	190,7
<i>Gas demand for power generation</i>	44,6	44,7	46,3	48,2	50,2	52,5
<i>Imports volume (by pipeline and LNG)</i>	407,6	391,8	423,2	392,2	372,5	299,0
<i>Exports volume</i>	233,6	210,6	245,0	204,7	168,8	109,0
<i>Main Origin of gas imports</i>	Norway	Norway	Norway	Norway	Norway	Norway
<i>Number of origins of gas supplies</i>	>5	>5	>5	>5	>5	>5
<i>Market share of the largest entities bringing natural gas (CR3)</i>	31,4	34,6	32,0	32,7	31,8	36,0%
<i>HHI for gas imports</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Gas import prices</i>	20,7	14,9	17,8	20,9	17,4	11,7
<i>Number of traders active in the wholesale market</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	>90	>90
<i>Traded volume in the spot gas market</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Traded volume in futures markets</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Total Traded volume</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	1081	NAV
<i>Average spot gas price (Day Ahead product)</i>	19,9	13,3	17,2	22,9	13,7	9,4

### 3.6.3. Marché de détail

Depuis 2007, la CREG suit l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel facturés au client final. Dès lors, cette étude annuelle rend compte de l'évolution des composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel. A l'évolution du prix de base de l'énergie qui suit le marché, il convient d'ajouter les évolutions annuelles des tarifs des réseaux de transport et de distribution, ainsi que les prélèvements.

L'étude annuelle de 2020<sup>138</sup> décrit l'évolution des prix de détail pour la période janvier 2007 décembre 2019. L'année de base 2007 a été prise car ce n'est qu'à partir de cette année que le marché énergétique belge a été entièrement libéralisé et que les nouveaux fournisseurs tels que Lampiris, Essent et Eni pouvaient offrir leurs produits en Flandre et en Wallonie. Les principales évolutions sont discutées ci-après.

<sup>138</sup> Etude (F)2223 du 22 avril 2021 sur les composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel.

Entre 2007 et 2020, le prix total moyen en Belgique pour un client résidentiel<sup>139</sup> a augmenté de + 4,01 % : la dernière année, la CREG a noté une diminution de – 12,36 %. Le prix total a ainsi diminué durant la période totale, en moyenne, de – 1,65 €/MWh en Flandre, de – 1,25 €/MWh à Bruxelles et a augmenté de + 8,65 €/MWh en Wallonie.

Entre 2007 et 2020, le prix total moyen en Belgique pour un client professionnel<sup>140</sup> a baissé de -21 32 % : lors de la dernière année, il a diminué de – 21,71 %. Le prix total a diminué durant la période totale en moyenne de – 7,48 €/MWh en Flandre, de – 6,72€/MWh à Bruxelles et de -4,61 €/MWh en Wallonie.

### 3.6.4. Monitoring du niveau des prix, du niveau de transparence, du niveau de l’ouverture du marché et de la concurrence

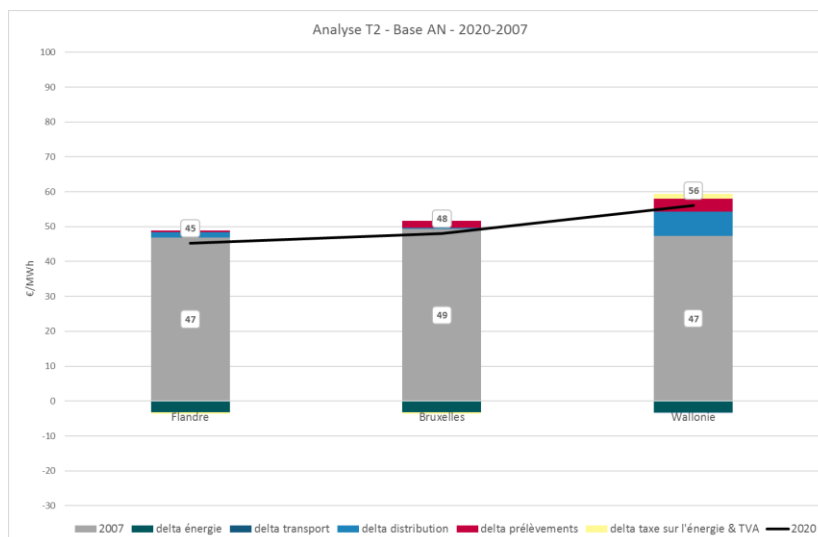
#### 3.6.4.1. Niveau fédéral

Niveau des prix :

#### Client résidentiel (T2):

Entre 2007 et 2020, le prix total moyen a augmenté de + 4,01 % : la dernière année, la CREG a noté une diminution de – 12,36 %. 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 région<sup>141</sup>. 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 2020.

Figure 49 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, T2, période 2020-2007



<sup>139</sup> client résidentiel : 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 m<sup>3</sup>/h.

<sup>140</sup> 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 m<sup>3</sup>/h.

<sup>141</sup> Pour la Flandre, nous prenons la moyenne des gestionnaires de réseau de distribution Gaselwest, Imewo et InterErga 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).

Le prix total a ainsi diminué, en moyenne, de – 1,65 €/MWh en Flandre, de – 1,25 €/MWh à Bruxelles et a augmenté de + 8,6 €/MWh en Wallonie<sup>142</sup>. 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 diminué en moyenne de – 3,16 €/MWh. Lors de la dernière année, il a diminué de – 5,15 €/MWh.

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. Au cours du premier semestre 2020, l'offre de gaz naturel est restée excédentaire. Conjugué à une période hivernale (encore) plus douce que les années précédentes et, dans une moindre mesure, à la pandémie de COVID-19, tout cela s'est traduit par une baisse des cotations des prix du gaz naturel sur le marché de gros.

### Evolution du tarif de réseau de distribution

En Flandre, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de + 1,42 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une diminution de – 0,29 €/MWh.

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, on a enregistré une diminution de – 1,38 €/MWh. En Wallonie, le tarif de réseau de distribution a augmenté en moyenne de + 6,84 €/MWh ; la dernière année, il s'agissait d'un statu quo. 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 initiale.

### Évolution des prélèvements publics

En Flandre, les prélèvements publics ont augmenté de + 0,55 €/MWh ; lors de la dernière année, ils ont diminué de - 0,08€/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 + 2,08 €/MWh ; la dernière année, on a enregistré une augmentation 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.

---

<sup>142</sup> Etant donné qu'un client T2 a une consommation annuelle de 23 260 kWh, cela représente, sur base annuelle, une diminution de 38,37 €/an en Flandre, de – 29,02 €/an à Bruxelles et une augmentation de + 202,14 €/an en Wallonie.

En Wallonie, les prélèvements publics ont augmenté de + 3,72 €/MWh ; la dernière année il s'agissait d'une diminution de – 0,17 €/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.

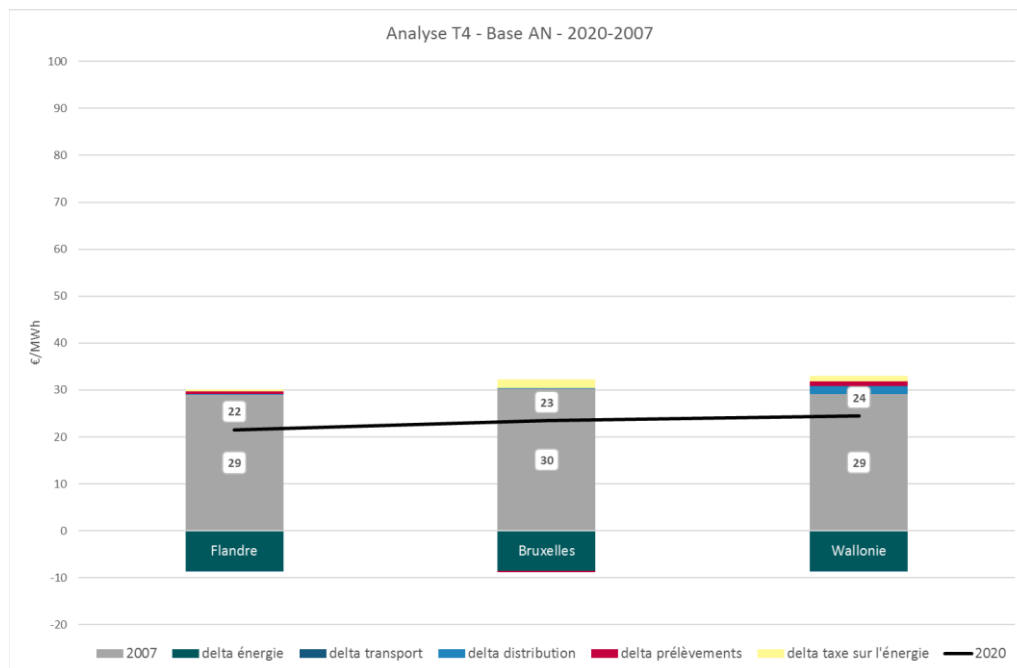
### Évolution de la taxe sur l'énergie et de la TVA

La taxe sur l'énergie et la TVA ont diminué de – 0,41 €/MWh en Flandre, de – 0,34 €/MWh à Bruxelles et ont augmenté de + 1,39 €/MWh en Wallonie. La dernière année, on a relevé une diminution de – 1,19 € en Flandre, de – 1,38 €/MWh à Bruxelles et de – 1,15 €/MWh en Wallonie.

### **Client professionnel (T4)<sup>143</sup>**

Entre 2007 et 2020, le prix total moyen a diminué de – 21,32 % : lors de la dernière année, il a diminué de – 21,71 %. 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 région. 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 2020.

Figure 50 : aperçu du prix total et des deltas par composante pour les 3 régions, T4, période 2020-2007



Le prix total a diminué en moyenne de -7,48 €/MWh en Flandre, de – 6,72 €/MWh à Bruxelles et de - 4,61 €/MWh en Wallonie<sup>144</sup>. Ces évolutions s'expliquent par le prix de l'énergie, le tarif de réseau de distribution et les prélèvements publics.

<sup>143</sup> Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh/an (T4 et T5)

<sup>144</sup> Etant donné qu'un client T4 a une consommation annuelle de 2 300 000 kWh, cela représente, sur base annuelle, une diminution de – 17.208,27 €/MWh en Flandre, de – 15.467,00 €/an à Bruxelles et de – 10.608,03 €/an en Wallonie.

### Évolution du prix de l'énergie

Le prix de l'énergie a diminué en moyenne de  $-8,47$  €/MWh. Lors de la dernière année, il a diminué de  $-6,10$  €/MWh.

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. Au cours du premier semestre 2020, l'offre de gaz naturel est restée excédentaire. Conjugué à une période hivernale (encore) plus douce que les années précédentes et, dans une moindre mesure, à la pandémie de COVID-19, tout cela s'est traduit par une baisse des cotations des prix du gaz naturel sur le marché de gros.

### Évolution du tarif de réseau de distribution

Le tarif de réseau de distribution a augmenté de  $+0,12$  €/MWh en Flandre, de  $+0,20$  €/MWh à Bruxelles et de  $+1,80$  €/MWh en Wallonie. Lors de la dernière année, ce tarif a diminué de  $-0,06$  €/MWh en Flandre, de  $-0,68$  €/MWh à Bruxelles et a augmenté de  $+0,06$  €/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  $+0,57$  €/MWh en Flandre, diminué de  $-0,22$  €/MWh à Bruxelles et augmenté de  $+1,01$  €/MWh en Wallonie. Lors de la dernière année, ils ont augmenté de  $+0,09$  €/MWh en Flandre et de  $+0,06$  €/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.

### Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2019

Figure 51 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2020 pour un client type résidentiel (client type = 23 260 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)

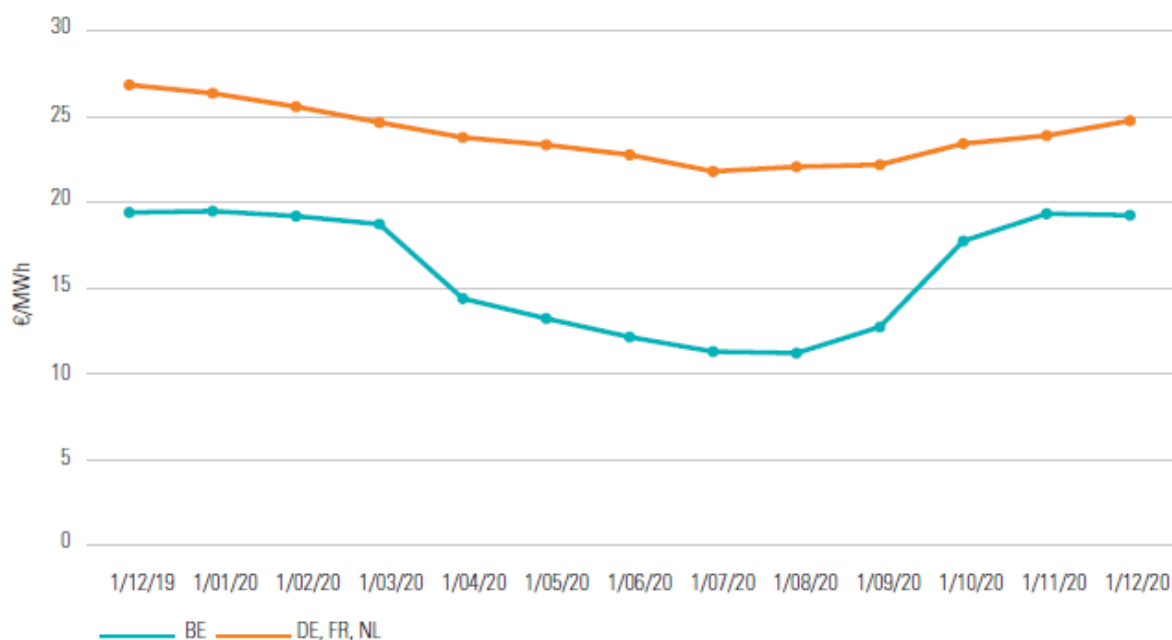
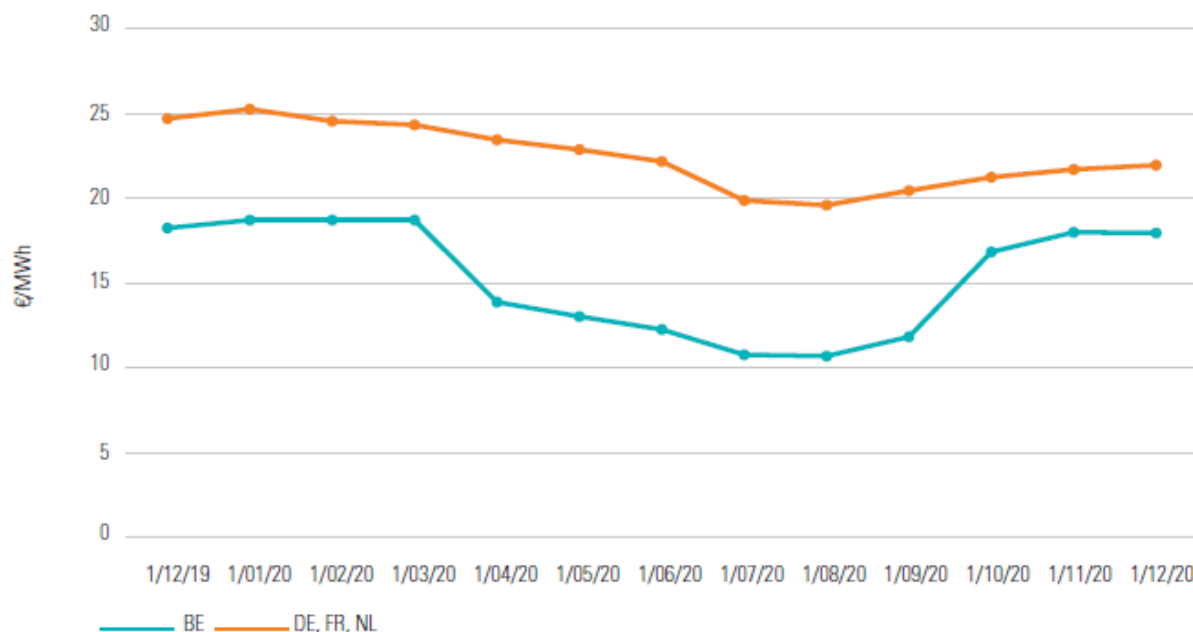


Figure 52 : Évolution mensuelle du prix du gaz naturel en 2020 pour les PME et les indépendants (client type = 100 000 kWh/an) (composante « énergie ») (Source : CREG)



*Niveau de transparence:*

Vente aux clients résidentiels et PME (T1-T2-T3) (< 1 GWh/an)

La vente à la clientèle de moins de 1 GWh/an sur le réseau de distribution a atteint 62 TWh en 2019, stable par rapport à 2018. L'année 2019 était relativement similaire à l'année 2018 en termes de degrés-jours<sup>145</sup>. L'évolution du prix de vente à la clientèle résidentielle et PME fait l'objet d'un suivi disponible sur le site de la CREG<sup>146</sup>. Ce suivi se concentre sur la composante énergie (hors tarifs de réseaux et taxes).

Les entreprises actives sur le marché de la clientèle résidentielle et PME sont les suivantes au 31 décembre 2019 :

- dans au moins deux régions : Antargaz, Bolt, Eneco, Engie Electrabel, Energie2030, Essent, Lampiris, Luminus, Mega, Octa+ et Watz
- uniquement en Flandre: Ebem, Elegant, *Vlaamse energieleverancier*
- uniquement en Wallonie : Energy2Business - uniquement sur le marché PME et entreprises : BEE, Coretec, Elexys, Elindus, Energy2Business, Eni SpA Belgium Branch, Enovos, Naturgy, Scholt, Total Gas & Power, VEB, Wingas.

En 2019, les contrats à prix fixe constituent plus de 60 % des contrats sur ce segment et les contrats à prix variables représentent moins de 40 %.

<sup>145</sup> Le nombre de degrés-jours a été de 2.076 en 2019 contre 2.091 en 2018, voir plus d'informations à ce sujet sur <http://www.synergrid.be/index.cfm?PageID=17601>

<sup>146</sup> <https://www.creg.be/fr/professionnels/fonctionnement-et-monitoring-du-marche/tableau-de-bord>

### Vente aux entreprises, entre 1 et 10 GWh/an (T4 et T5)

Les principaux fournisseurs présents sur ce segment sont les mêmes que ceux présents sur le marché résidentiel, à savoir Engie Electrabel, Luminus, Eneco et Total. On y retrouve également des fournisseurs uniquement actifs sur le marché des entreprises comme VEB ou Naturgy. Le graphique ciaprès montre les parts de marché. Ce segment regroupe les entreprises de type T4 et T5 connectées au réseau de distribution. Seule une petite partie des consommations industrielles proviennent de ce sous-segment qui représente 11 TWh en 2019.

Le volume de consommation moyen est situé entre 2 et 3 GWh par an aussi bien pour un T4 qu'un T5. La seule différence entre ces deux catégories a trait au mesurage.

### Vente aux industries > 10 GWh/an (T6)

Les principaux acteurs sur ce marché sont Engie Electrabel, Eni SpA Belgium Branch, Wingas et Naturgy. La fourniture à la clientèle industrielle de plus de 10 GWh sur le réseau de distribution représente 21 TWh et 530 points de fourniture. Sur ce segment, Engie Electrabel et Eni SpA ont ensemble un peu plus de 60 % de parts de marché.

La plupart des contrats ont une durée de 12 ou 24 mois. La durée moyenne des contrats tous fournisseurs confondus est de 2,5 ans. Le contrat le plus long a une durée de 20 ans.

### *Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence:*

Le marché belge du gaz naturel se caractérise, année après année, par une forte concurrence. Le nombre de sociétés titulaires d'une autorisation de fourniture fédérale et/ou régionale et ayant effectivement livré du gaz naturel en Belgique est de 42.

Au niveau de l'importation (193 TWh) et de la revente (113 TWh), Eni SpA et Engie représentent environ 40 % de l'importation et près de 70 % de la revente en 2019 avec leurs filiales respectives Eni SpA Belgian Branch et Engie Electrabel. La fourniture aux clients sur le réseau de distribution est dominé par Engie Electrabel (environ 40 % de part de marché) suivi par Luminus (environ 15 % de part de marché).

Les parts de marché des fournisseurs historiques restent relativement stables sur ce segment en 2019 :

- sur le marché résidentiel et PME < 1 GWh/an (61 TWh), la part de marché du principal fournisseur Engie Electrabel représente un peu plus de 35 % des ventes en volume. Luminus a un peu moins de 20 % de ce marché. On retrouve ensuite Lampiris (groupe Total) et Eneco avec chacun un peu plus de 10 % de part de marché.
- sur le segment de la fourniture aux entreprises entre 1 et 10 GWh/an (11 TWh), la part de marché d'Engie Electrabel est de près de 40 %. On retrouve ensuite Luminus avec près de 15 %, Total et Eneco avec chacun une part de marché d'environ 10 %.
- sur le segment de la fourniture aux entreprises de plus de 10 GWh/an sur le réseau de distribution (20 TWh), Engie Electrabel a près de 45 % de part de marché suivi par Eni SpA Belgium Branch avec environ 20 % et Wingas avec moins de 15 %.

La fourniture aux clients industriels sur le réseau de transport<sup>15</sup> (49 TWh) est dominé par Eni SpA Belgium Branch (plus de 25 % de part de marché). La part de marché des principaux concurrents (Wingas, Total, ArcelorMittal Energy, Engie Electrabel) se situe entre 10 et 15 %. Sur ce segment de marché, des grands groupes industriels (Total, ArcelorMittal, Air Liquide) se chargent eux-mêmes de la fourniture de gaz naturel pour leurs activités propres (raffinage, métallurgie, chimie). Concernant la

livraison de gaz naturel à la catégorie « centrales électriques » (50 TWh), 32 TWh relèvent des centrales électriques en tant que telles et 18 TWh relèvent des sites industriels, notamment avec cogénération.

Les fournitures aux centrales électriques sont principalement assurées par Engie Electrabel avec plus de 35 % de part de marché. Viennent ensuite Total, Luminus, RWE et Equinor avec chacun un peu plus de 10 % de part de marché. Il n’y a plus de contrats indexés sur le charbon pour la fourniture des centrales électriques.

Figure 53 : Parts de marché en 2020 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients résidentiels et aux PME (T1-T2-T3) consommant moins de 1 GWh/an (58 TWh)

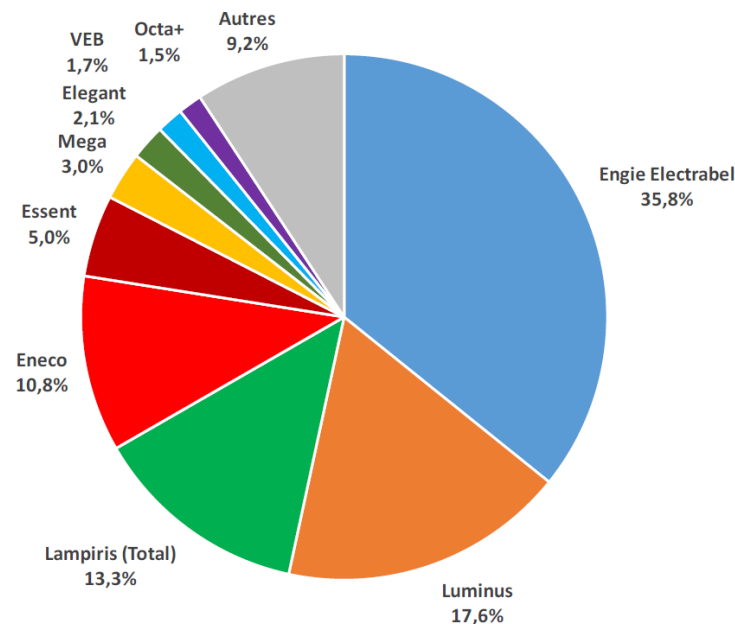


Figure 54: Parts de marché en 2020 sur base du volume de gaz naturel fourni aux clients finals avec un volume de consommation annuel compris entre 1 et 10 GWh/an (13 TWh)

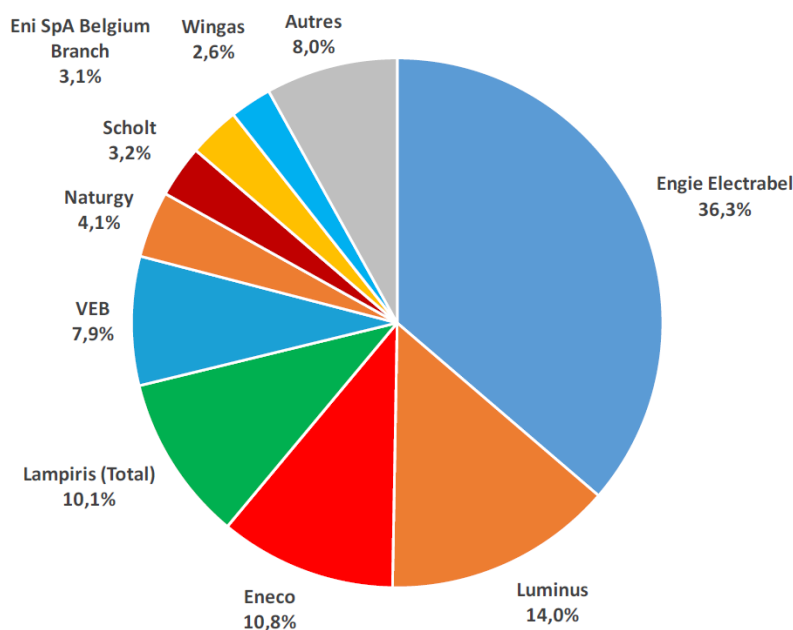




Figure 55 : Parts de marché fournisseurs - 3 régions



### 3.6.4.2. Région flamande

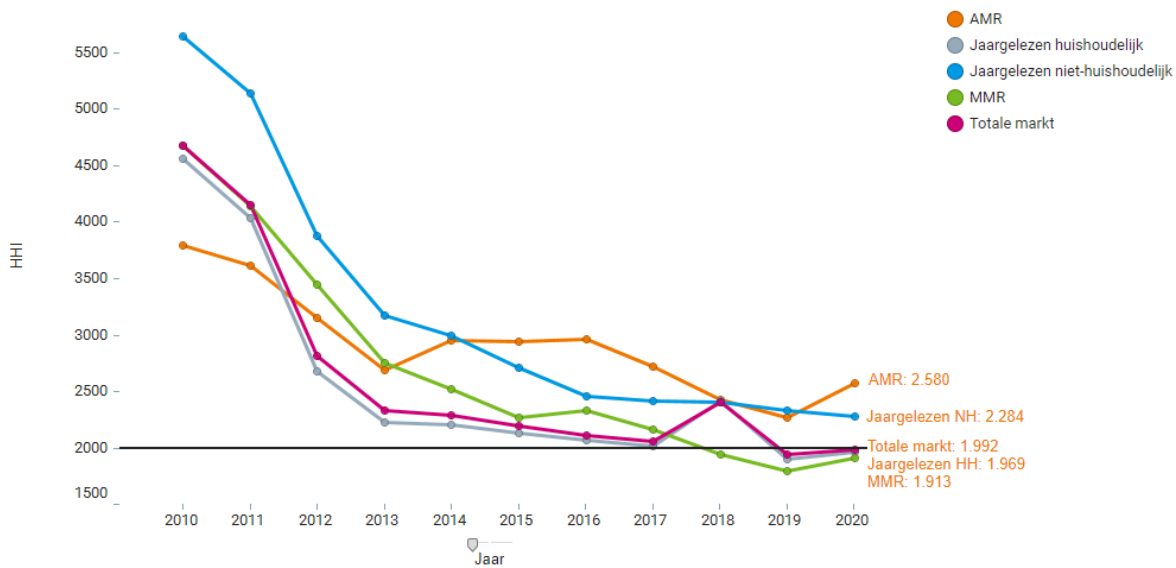
#### Niveau de transparence:

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.2 du présent rapport.

#### Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence:

La figure 56 montre l'évolution de l'indice IHH pour le gaz naturel au cours des dix dernières années. Ici, comme pour l'électricité, on constate que l'indice pour le marché total a augmenté par rapport à l'année précédente, de 2,23% pour atteindre un niveau de 1.992. Seul le segment du marché non résidentiel a connu une baisse de l'indice Herfindahl-Hirschman (-2,42%). Pour le gaz naturel, contrairement à l'électricité, plusieurs segments de marché se situent en dessous de l'indice de référence. Malgré une augmentation de l'IHH dans les segments de marché des ménages relevés annuellement et MMR par rapport à l'année dernière, ils restent sous la barre des 2 000.

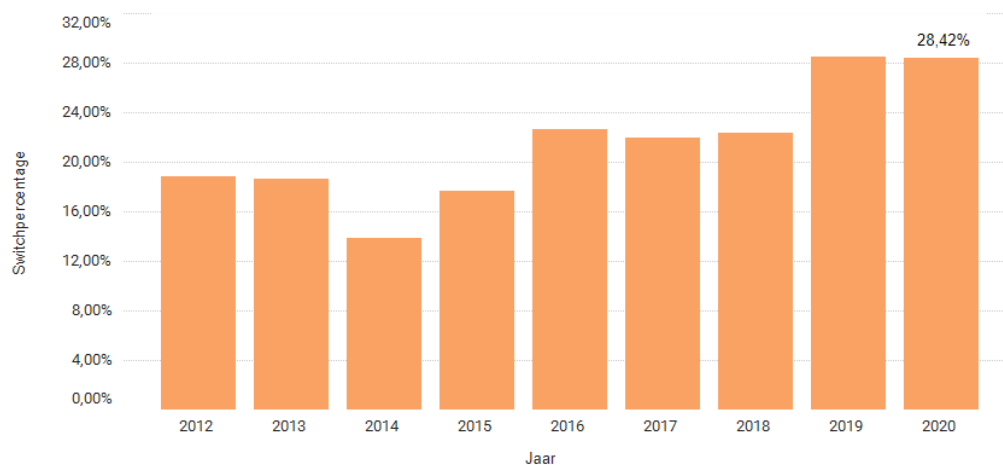
Figure 56 : Evolution HHI gaz naturel (sur la base des points d'accès)



#### - Switch:

La figure ci-dessous montre graphiquement, comme pour l'indicateur de l'électricité, l'évolution de l'indicateur de changement de fournisseur pour le gaz naturel. Cet indicateur montre le changement relatif annuel de fournisseur de gaz naturel résultant d'un choix du consommateur. Là aussi, cet indicateur est calculé pour donner une idée du niveau d'activité.

Figure 57 : Indicateur annuel dynamique pour le marché du gaz naturel



Comme d'habitude, l'indicateur du marché du gaz naturel est à nouveau un peu plus élevé que celui du marché de l'électricité, mais suit la même tendance. Une fois encore, il ressort clairement que le taux de changement a été exceptionnellement élevé en 2019 et qu'il ne diminue que légèrement en 2020.

### 3.6.4.3. Région wallonne

#### *Niveau de transparence:*

Tous les 6 mois, la CWaPE publie un rapport, accessible sur cette page de son site Internet : <https://www.cwape.be/node/138#observatoire-des-prix> , visant tant à mettre à la disposition du public - notamment via la mise en place d'un « Observatoire des prix du gaz et de l'électricité » - un ensemble d'informations qui lui permettront de mesurer et de comprendre les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel depuis le 1er janvier 2007 qu'à éclairer les pouvoirs publics en leur fournissant les informations et les données chiffrées qui les aideront à évaluer le fonctionnement des marchés.

Le rapport englobant l'année 2020 est accessible via ce lien direct : <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/CD-21a29-CWaPE-0081.pdf>

Plus précisément, ce rapport a pour objectif de:

- quantifier les différents éléments constitutifs (énergie, transport, distribution, parafiscalité) des prix de l'électricité et du gaz naturel
- mesurer objectivement les évolutions de ces prix.

Concrètement, ce sont les données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la mise à jour mensuelle du simulateur tarifaire de la CWaPE et concernant les tarifs de l'électricité et du gaz naturel qui servent de base à l'analyse développée quant à l'évolution des prix applicables à la clientèle résidentielle en Région wallonne.

#### *Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence:*

- HHI-index et C3:

Figure 58 : valeurs HHI-index

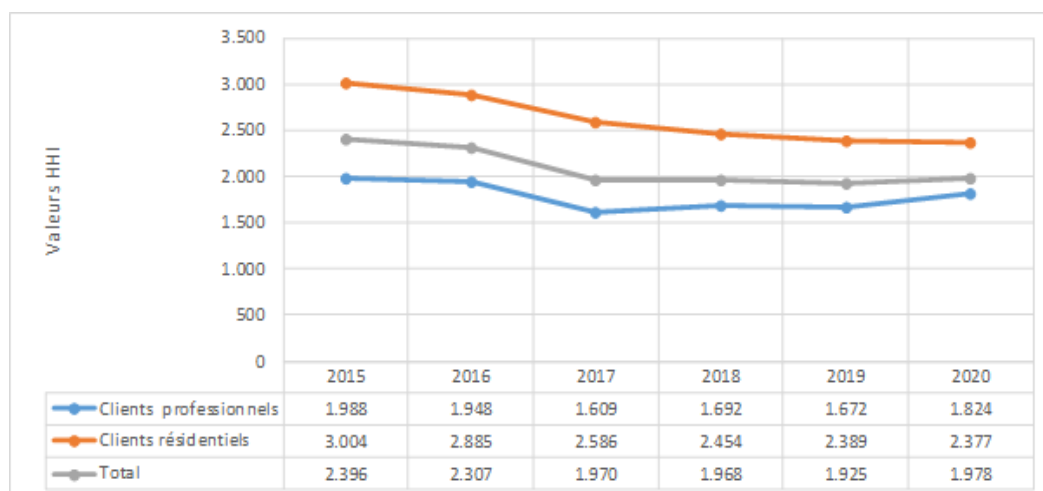
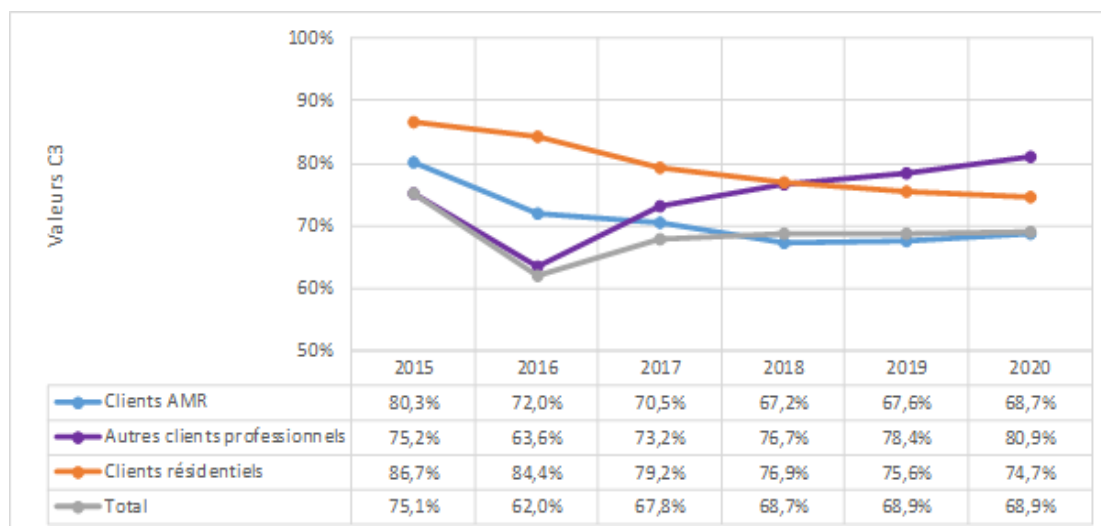


Figure 59 : Valeurs C3



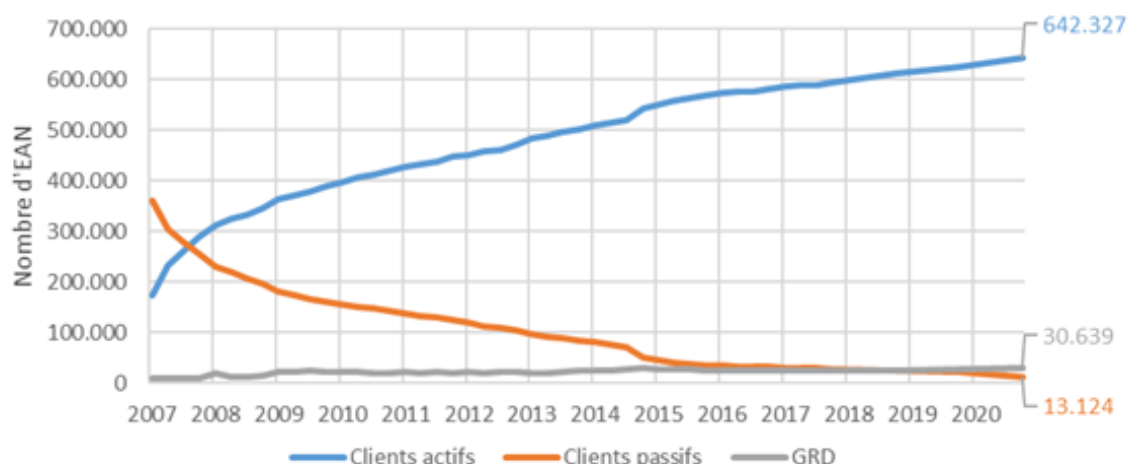
- Switch:

La CWaPE publie trimestriellement sur son site Internet des statistiques relatives aux parts de marché des fournisseurs de gaz, à la répartition sur les réseaux et aux comportements de la clientèle.

Ces statistiques illustrent notamment la tendance des clients à faire activement le choix d'un fournisseur.

La concurrence sur le marché wallon du gaz est stable, voire légèrement croissante depuis quelques années. Le nombre de clients dits passifs se réduit progressivement. Nous constatons également une stabilisation de la fourniture de gaz par les GRD. Cette fourniture est liée à la mise en œuvre de dispositions légales en matière sociale ou de dispositions visant à résoudre certains cas de fournitures problématiques. Certains nouveaux acteurs ont progressivement des parts de marché de plus en plus importantes, et ce dans les différents segments de consommation (résidentiel, non résidentiel).

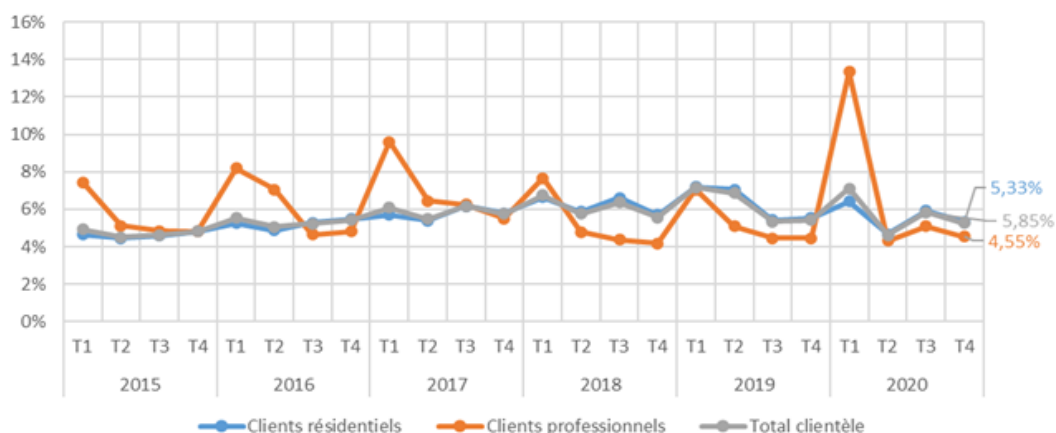
Figure 60 : Marché du gaz naturel – clientèle résidentielle – Comportement actif/passif



Le taux annuel de changement de fournisseur a été de 22,2% en 2020 contre 25,0% en 2019.

Pour l'année 2020, on observe une hausse importante du taux de switch 1<sup>er</sup> trimestre 2020 liée à l'attribution d'un marché public pour un nombre important de points de fourniture détenus par des intercommunales publiques du Hainaut. Pour les trimestres suivants, le taux de switch trimestriel est retombé sous les 6% soit plus bas que ce qui avait été observé les trois années précédentes. Il faut probablement y voir un ralentissement de l'activité lié à l'impact de la crise sanitaire.

Figure 61 : Marché de gaz naturel – Taux de switch



#### 3.6.4.4. Région Bruxelles-Capitale

##### Niveau de transparence:

Pour 2020 il n'y a rien à signaler.

##### Niveau de l'ouverture du marché et la concurrence:

- HHI-index et C3: Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

En 2020, deux nouvelles licences ont été octroyées pour la livraison de gaz : à DATS 24- qui détenait déjà une licence en électricité en RBC- et à BOLT ENERGIE portant le nombre de fournisseurs détenant une licence en RBC à 31.

Figure 62 : HHI-index et valeurs C3

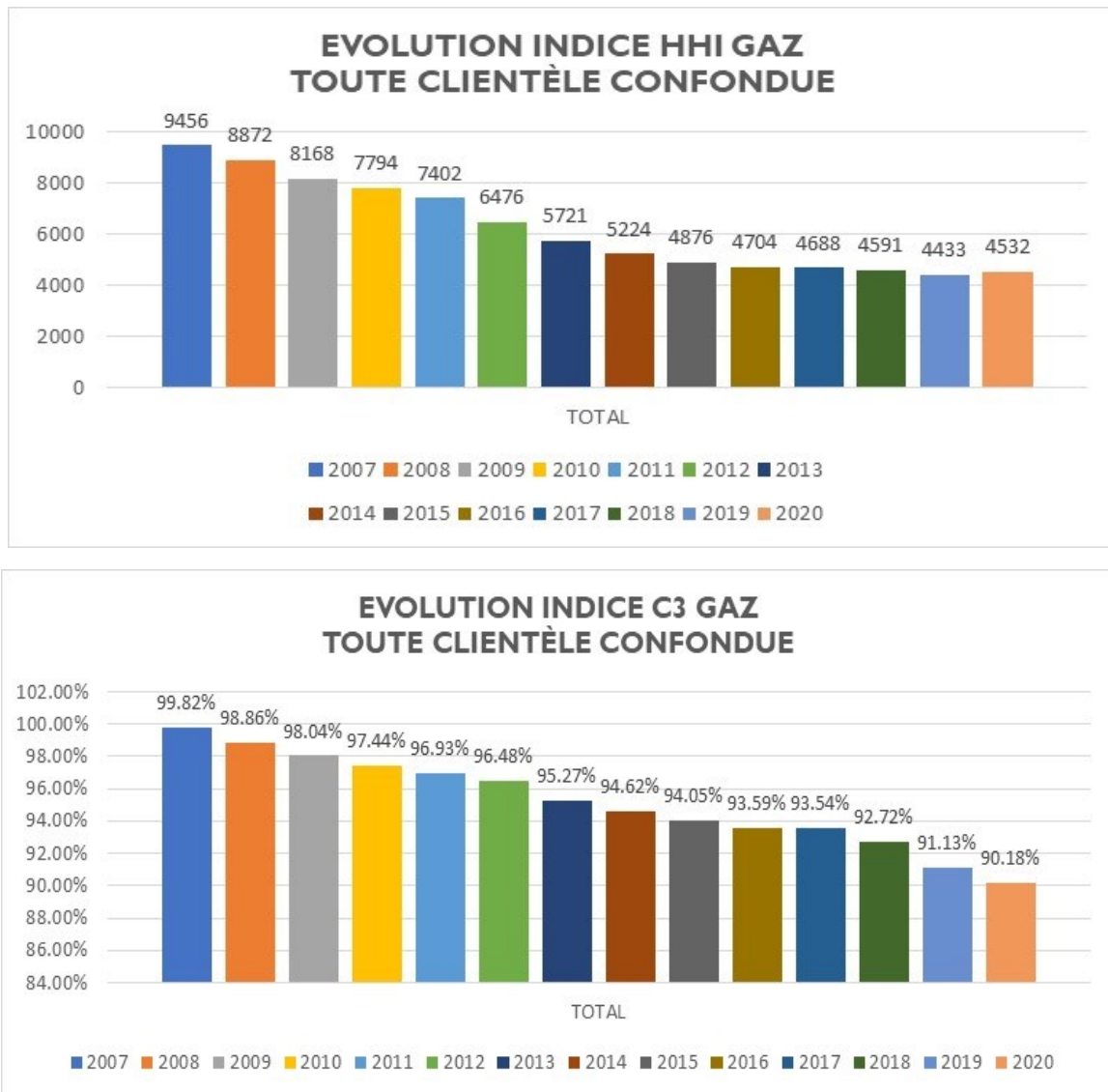
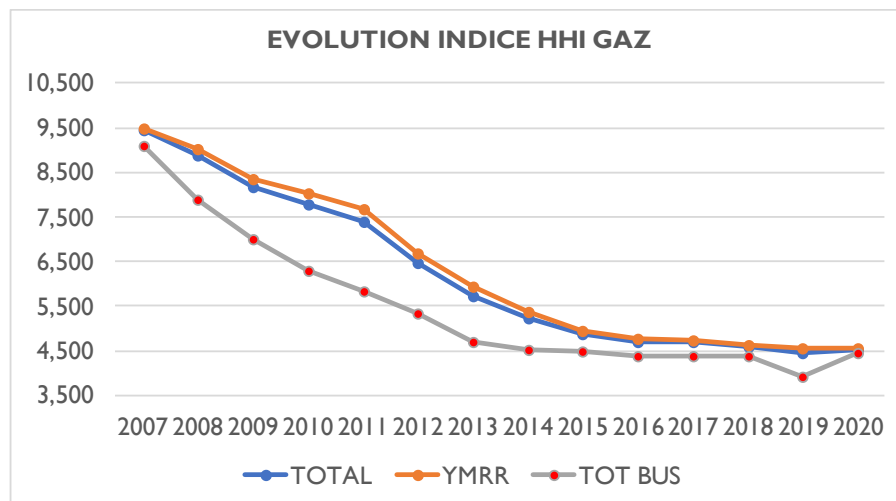
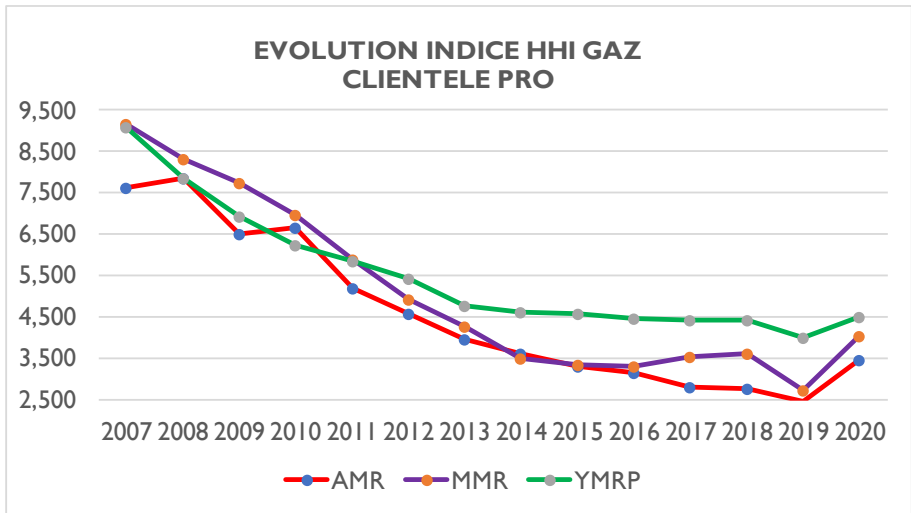


Figure 63: Évolution indice HHI



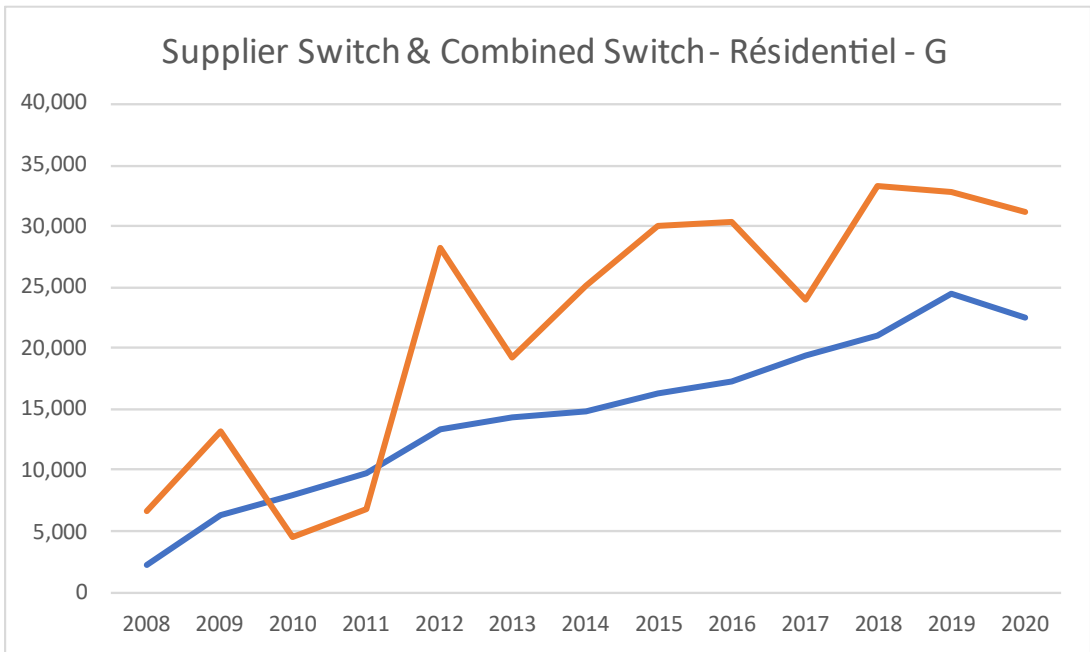


**Switch :**

- Clientèle résidentielle:

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

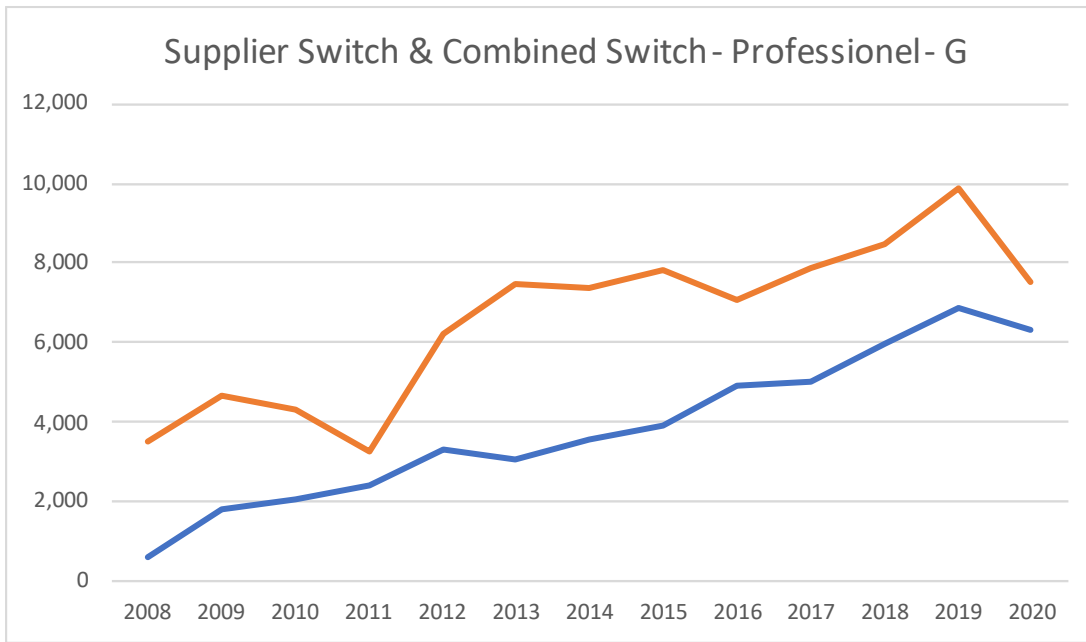
Figure 64: Supplier Switch & Combined Switch Gaz – RES



- Clientèle professionnelle

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

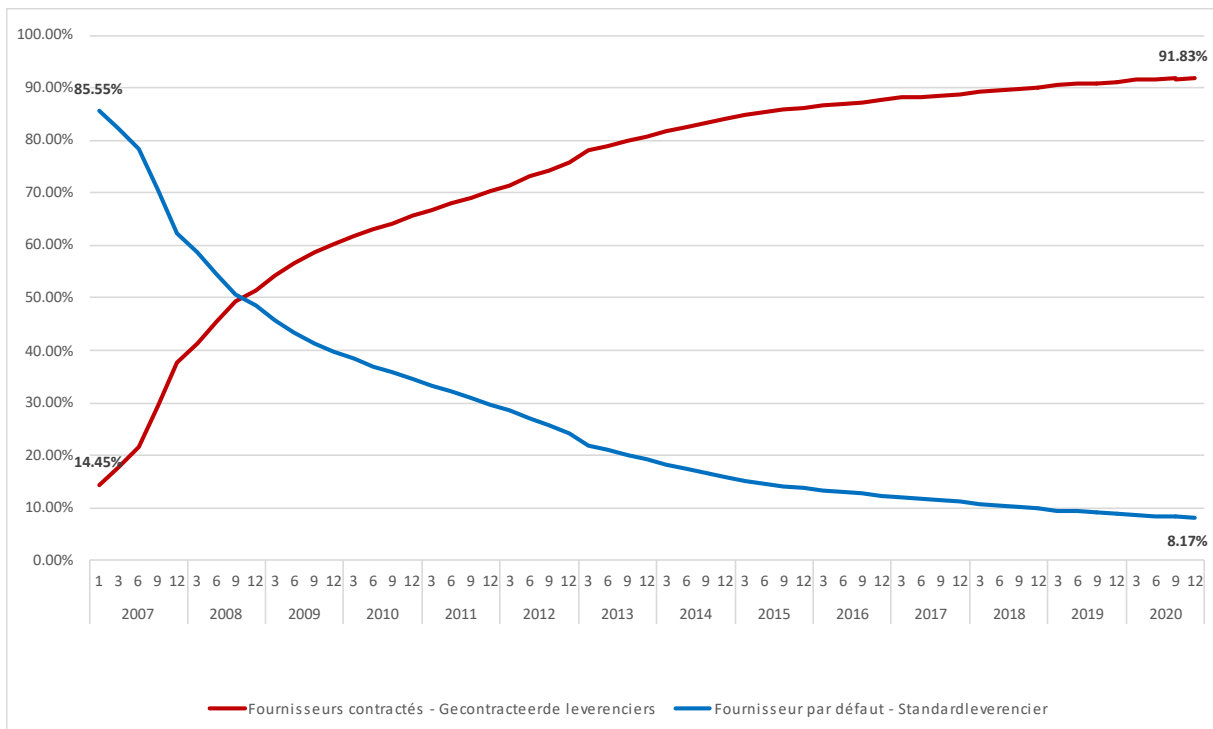
Figure 65: Supplier Switch & Combined Switch Gaz – BUS



- Evolution des parts de marché du fournisseur historique :

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.4.4 du présent rapport.

Figure 66: Evolution des parts de marché du fournisseur historique





### 3.6.5. Recommandations sur la conformité des prix de fourniture, enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel et publications des mesures promouvant une concurrence effective

#### 3.6.5.1. Niveau fédéral

*Recommandations sur la conformité des prix de fourniture :*

En 2020, la CREG n'a pas formulé des recommandations sur la conformité des prix de fourniture.  
*Enquêtes sur le fonctionnement des marchés de gaz naturel:*

En 2020 la CREG a réalisé aucune enquête sur le fonctionnement du marché de gaz naturel.

*Publications des mesures promouvant une concurrence effective:*

Pour 2020, la CREG n'a publié aucune mesure promouvant une concurrence effective.

#### 3.6.5.2. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.2 du présent rapport.

#### 3.6.5.3. Région wallonne

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.3 du présent rapport.

#### 3.6.5.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au point 2.6.5.4 du présent rapport.

<b>Retail market indicators (households)</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<i>Gas Consumption (TWh)</i>	37,34	45,3	40,36	NAV	41,37	39,13
<i>Number of gas customers</i>	2.787.627	2.827.805	2.876.302	2.925.153	2.982.592	3.027.599
<i>Number of registered gas suppliers</i>	37	39	31	27	23	51
<i>Number of active gas suppliers</i>	23	20	23	12	34	32
<i>Market share of the three largest gas suppliers by metering points</i>	72,30%	71,70%	70,20%	73,54%	68,45%	67,9%
<i>Number of retailers with market shares &gt;5%</i>	5	5	NAV	NAV	6	6
<i>Number of retailers with customer shares &gt; 5%</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP

<i>External switching rate (switching companies)</i>	Fl: 15,81 Wal : 17,30% Bru:11,20%	Wal: 20,9% Fl: 21,72%	Fl: 20,85% Wal: 22,91% Bru:10,37%	Fl : 21,68% Wal: 24,66% Bru: 12,71%	25,59%	24,61%
<i>Internal switching rate (switching offers)</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>Legal switching time</i>	20 working days	NAV	NAV	NAV	Wal : 15days Bru: 21 days	NAV
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal:NAV Bru : 3,3 days	NAV
<i>Number of consumers under regulated tariffs (social tariffs)</i>	(258.055)	(256.117)	(271.737)	(320.000)		(296000)
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	2430	2416	2350	2584	2184	2238
<i>Number of supply cuts by non-payment</i>						30.276
<i>Evolution of the price of gas for an average consumer (9000 kWh / year), tax included</i>	-8,15%	-6%	+4,5%	+16,94%	-30,22%	

<b>Retail market indicators (non households)</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
<i>Gas Consumption (TWh)</i>	51,97	Wal: 97,84 Fl : 37,05	141,70	NAV	151,5	151,53
<i>Number of gas customers</i>	423.661	Wal : 70.551 Fl: 307.054	449.036	458.297	459.731	466.256
<i>Number of registered gas suppliers</i>	39	37	31	33	31	51
<i>Number of active gas suppliers</i>	26	29	23	20	31	30
<i>Market share of the three largest gas suppliers by volume</i>	60,3%	67,3%	60,2%	NAV	61,2	62,1
<i>Number of retailers with market shares &gt;5%</i>	9	6	5	NAV	7	6
<i>Number of retailers with customer shares &gt; 5%</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV

<i>Switching rate</i>	NAV	NAV	FI : 28,89% Bru:17,10 %	FI: 26,56% Bru : 15,42 %	NAV	28,64%
<i>Legal switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal: 15days Bru : 21days	NAV
<i>Average switching time</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	Wal : NAV Bru : 1,1 days	NAV
<i>Customers under regulated tariffs</i>	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP	NAP
<i>HHI in terms of sales</i>	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV	NAV
<i>HHI in terms of metering points</i>	2881	2648	2616	2591	2473	2501,73

### 3.7. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

#### 3.7.1. Monitoring de l'équilibre entre l'offre et la demande

##### *Offre :*

Les fournisseurs de gaz naturel ont le choix entre un éventail de points d'entrée pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel, tant pour effectuer des transactions de gaz naturel nationales et internationales que pour approvisionner leurs clients belges en gaz H. Les clients consommant du gaz L sont approvisionnés depuis les Pays-Bas. L'importation de GNL, en provenance du Qatar principalement, et passant par le terminal de Zeebruges, représente en 2020 une part de 14 % du portefeuille d'importation moyen pour le marché belge. Zeebruges constitue le principal point d'approvisionnement de la Belgique et représentait en 2020 une part de 55,7 %. Avec le terminal GNL, Zeebruges fournit donc 69,7 % de la liquidité de gaz en Belgique.

Les portefeuilles d'approvisionnement des fournisseurs individuels de gaz naturel donnent lieu, globalement, à un approvisionnement réparti en fonction du type de contrat. La part des contrats à long terme directement conclus avec les producteurs de gaz naturel dont la durée restante est supérieure à cinq ans représente 41,9 % (42,4 % en 2019). L'approvisionnement total effectué au moyen de contrats d'approvisionnement conclus directement avec des producteurs de gaz naturel s'élevait à 46,5 % (47,3 % en 2019). L'approvisionnement net sur le marché de gros s'élevait à 53,5 % (52,7 % en 2019). Les contrats à long terme conclus avec les producteurs de gaz naturel restent importants dans le portefeuille des principaux fournisseurs sur le marché belge, mais les fournisseurs s'approvisionnent toujours plus sur le marché de gros (hubs).

En 2020, un total de 25 entreprises de fourniture (*shipping*) étaient actives sur le marché belge. Electrabel (Engie) avec 36 % (26 % en 2019) et Luminus 11 % (13 % en 2019) assuraient ensemble 47 % des fournitures de gaz naturel aux consommateurs de gros directement raccordés au réseau de transport et aux réseaux de distribution. Le troisième plus grand fournisseur est Total Gas & Power, qui détenait une part de 10 % en 2020 (8 % en 2019). En 2020, Eni S.p.A. (9 %) et Wingas (5 %) ont rejoint le groupe des entreprises de fourniture détenant une part de marché supérieure à 5 %. Les 20 entreprises de fourniture restantes (représentant conjointement une part de marché de 29 %) détiennent chacune une part de marché de moins de 5 % et, pour neuf

d'entre elles, la part de marché n'atteint pas 1 %. La concentration du marché a augmenté en 2020 par rapport à 2019.

Figure 67: Répartition du flux entrant de gaz naturel par zone d'entrée en 2020 (Source : CREG)

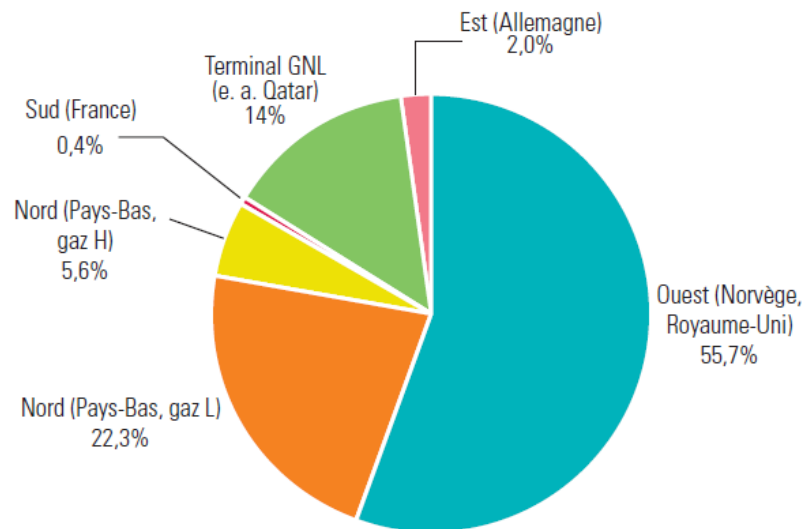


Figure 68: Composition du portefeuille d'approvisionnement moyen des fournisseurs actifs en Belgique en 2020 (Source : CREG)

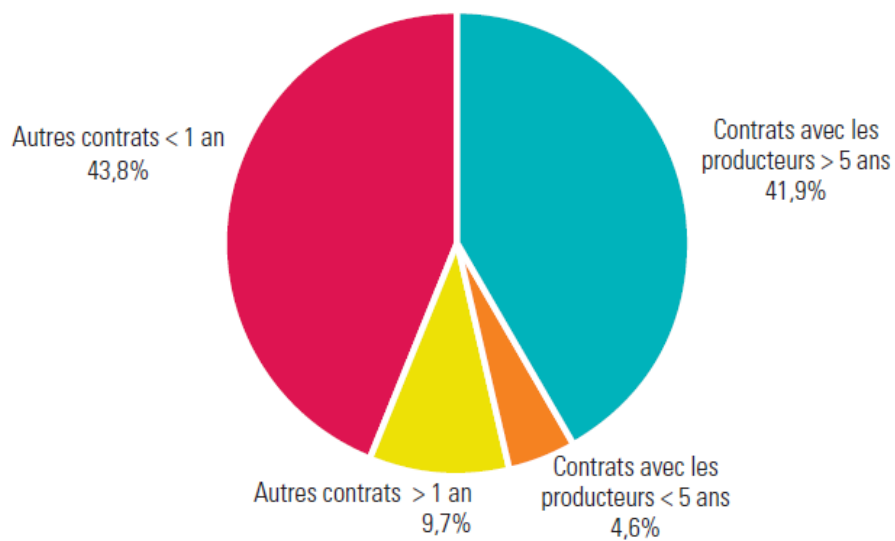
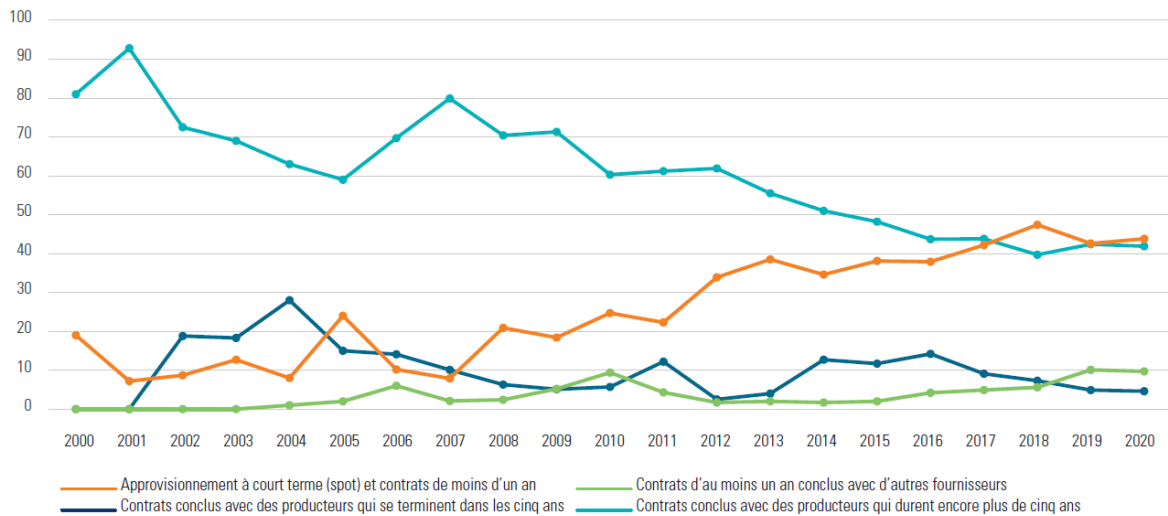


Figure 69 : Composition du portefeuille d’approvisionnement moyen pour le marché belge du gaz naturel entre 2000 et 2020 (parts en%) (Source : CREG)



**Demande:**

Durant l’année de pandémie 2020, la consommation de gaz naturel en Belgique s’est élevée à 190,7 TWh, soit une baisse de 1,1 % par rapport à 2019 (192,8 TWh), laquelle est principalement imputable à une baisse de la consommation sur les réseaux de distribution (- 4,3 %). Il ressort des variations de température en 2020 que le besoin en chauffage a diminué de 10,1 % par rapport à 2019. La consommation industrielle de gaz naturel a légèrement diminué (- 0,9%), tandis que la consommation de gaz naturel par les centrales électriques alimentées au gaz naturel a augmenté de 4,5 %. Les prix moyens du gaz naturel sur le marché de gros ont continué de baisser, passant de 13,7 €/MWh en 2019 à 9,4 €/MWh en 2020. Si les profils de consommation ont évolué (ex. : recours plus important au télétravail), on peut difficilement parler d’influence notable de la crise du coronavirus et des mesures y afférentes sur la consommation générale de gaz naturel.

Figure 70 : Répartition par segment d’utilisateur de la demande belge de gaz H et de gaz L en 2019 et 2020 (Source : CREG)

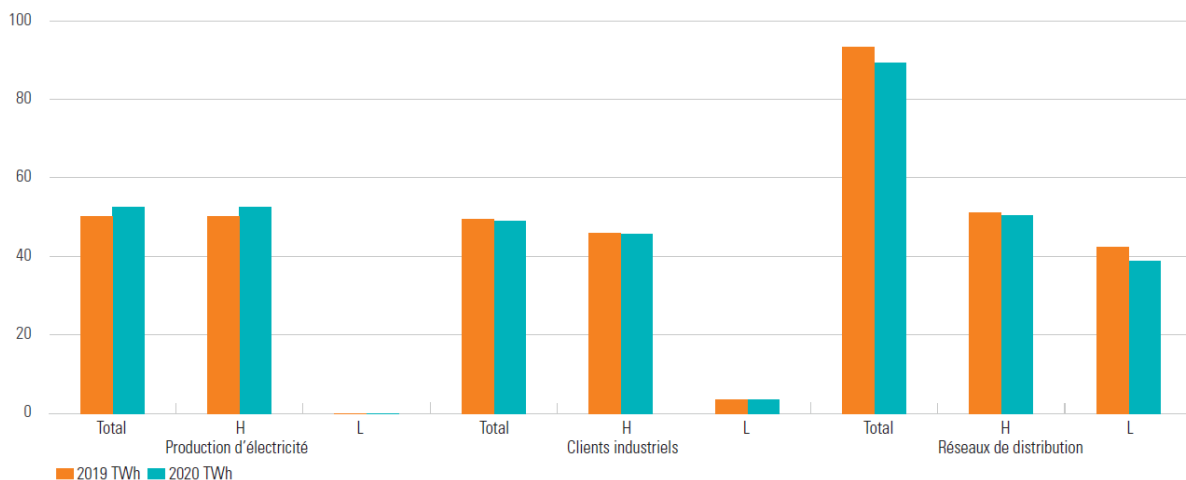
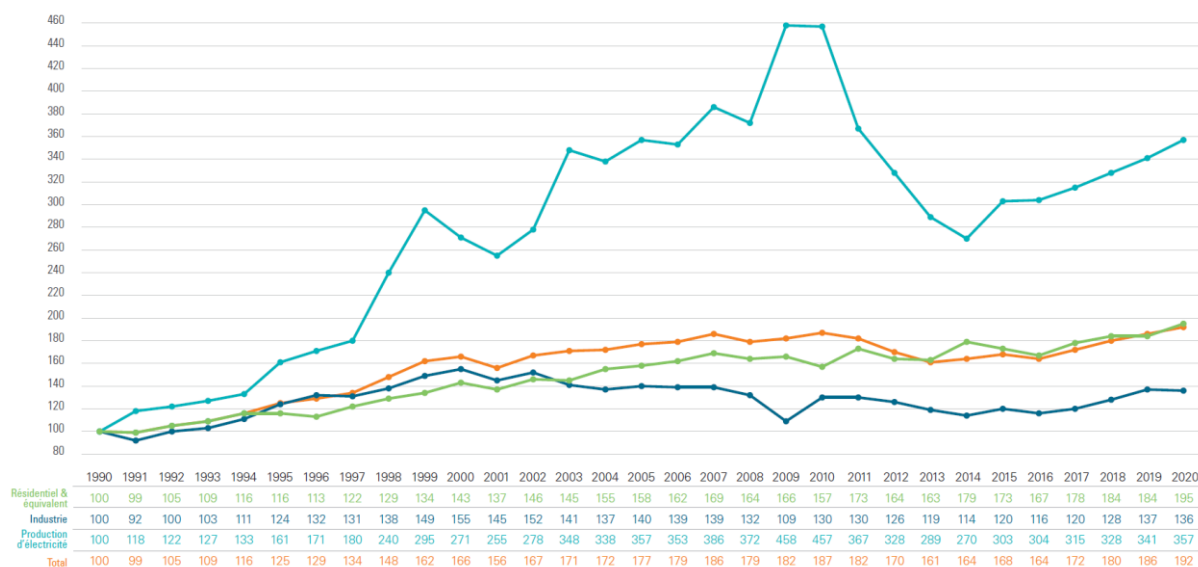


Tableau 55 : Répartition par segment d'utilisateur de la demande belge de gaz naturel entre 2008 et 2020 (en TWh) (Source : CREG)

Segments d'utilisateurs	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2020/2019
Distribution	87,6	101,2	82,5	92,0	97,9	79,6	88,0	93,0	91,9	92,8	93,2	89,2	-4,3%
Industrie (clients directs)	39,2	46,9	47,0	45,5	42,8	41,2	43,1	41,8	43,4	46,1	49,4	49,0	-0,8%
Production d'électricité (parc centralisé)	67,3	67,1	53,9	48,2	42,5	39,7	44,6	44,7	46,3	48,2	50,2	52,5	4,6%
<b>Total</b>	<b>194,2</b>	<b>215,3</b>	<b>183,4</b>	<b>185,6</b>	<b>183,2</b>	<b>160,4</b>	<b>175,8</b>	<b>179,4</b>	<b>181,5</b>	<b>187,1</b>	<b>192,8</b>	<b>190,7</b>	<b>-1,1%</b>

Figure 71 : Évolution de la consommation de gaz naturel par segment d'utilisateur pendant la période 1990-2020 (1990=100), adaptée en fonction des variations climatiques (Source : CREG)



### 3.7.2. Monitoring de la demande future, réserves disponibles et capacité supplémentaire

#### Demande future:

Au vu des nombreuses incertitudes actuelles et de la politique de transition énergétique en plein développement, les prévisions de la demande future de gaz sont très hypothétiques et peuvent être amenées à changer à court terme si les conditions du marché et la politique évoluent. On observe surtout une grande sensibilité de la demande par l'utilisation des centrales électriques existantes alimentées au gaz naturel et la construction de nouvelles centrales de ce type, la position concurrentielle du gaz naturel dans le mix énergétique (en particulier pour les utilisateurs de gros), les perspectives économiques et le rôle du gaz naturel ainsi que par l'introduction des gaz alternatifs (par ex. biométhane, hydrogène (*power-to-gas*) dans la transition vers une économie à faibles émissions de carbone.

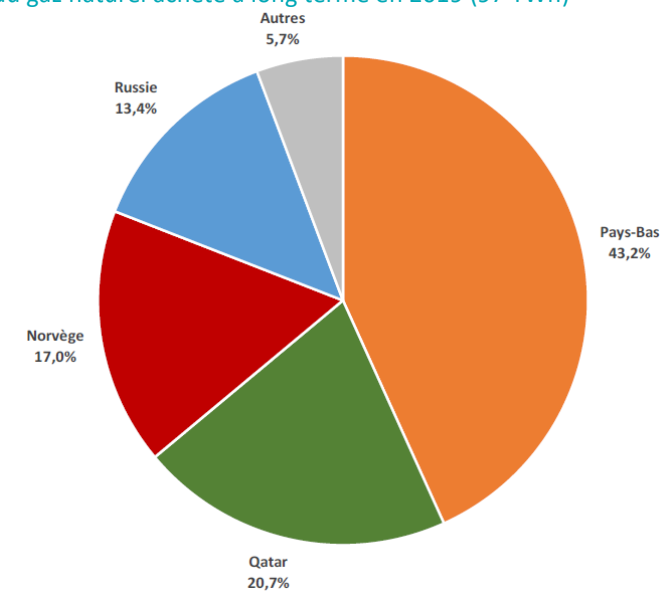
Les prévisions dépendent également du remplacement de la demande de gaz L, prévu vers la fin de l'année 2024 selon le plan de conversion L/H figurant dans le plan décennal indicatif pour le développement du réseau de Fluxys Belgium. Une convergence accélérée vers un marché intégré du gaz H dans un contexte de stagnation de la demande en gaz naturel, couplée à une transition énergétique, feront repenser le marché du gaz, dont la structure finale est actuellement difficile à prévoir.

### Approvisionnement:

Le nombre d'importateurs (shipping) de gaz H pour le marché belge s'élève actuellement à 25 (26 en 2019). Le taux de diversification envisagé de manière agrégée pour les importateurs est très élevé, tant en termes de sources que de routes d'approvisionnement. Sous l'impulsion de l'organisation du marché au niveau européen, notamment, le marché du gaz naturel connaît toujours plus de transactions à court terme, ainsi qu'une intensification du commerce, un renforcement de la volatilité, un plus grand arbitrage international et un couplage des prix entre les marchés européens. En Belgique, les conditions sont favorables pour attirer et répartir les flux de gaz naturel et pourraient le devenir davantage au vu de la transition progressive vers un marché intégré de gaz H d'ici la fin 2024.

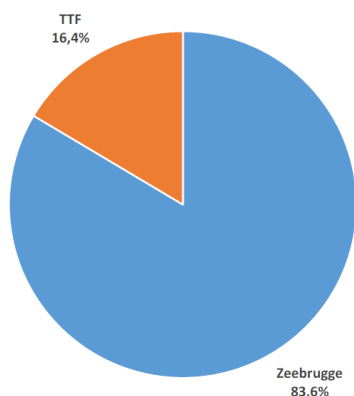
Le maintien de la liquidité du marché en Belgique est essentiel tant pour la sécurité d'approvisionnement de la Belgique que pour celle d'autres marchés d'Europe du Nord-Ouest. Concernant l'approvisionnement en gaz L, on dénombre actuellement 17 (18 en 2019) fournisseurs (également actifs sur le marché belge du gaz H) qui étaient exclusivement affectés au point d'interconnexion Hilvarenbeek/Poppel pour l'approvisionnement à partir des Pays-Bas. Les évolutions du marché belge du gaz L sont fortement déterminées par la conversion progressive au gaz H des clients de gaz L. Le calendrier actuel inscrit dans le plan indicatif d'investissements 2021-2030 de Fluxys Belgium prévoit que la conversion sera achevée d'ici fin 2024.

Figure 72 : Provenance du gaz naturel acheté à long terme en 2019 (97 TWh)



Les approvisionnements viennent principalement des Pays-Bas, du Qatar (GNL), de Norvège et de Russie. Ces pourcentages sont issus des données de reporting fournies par les principaux fournisseurs actifs sur le marché belge, soit directement soit via leur filiale ou leur succursale. Les approvisionnements à long terme assurent environ 50 % (97 TWh) des besoins en gaz naturel du marché belge (193 TWh) en 2019. Il s'agit bien du volume destiné aux clients finals (clients résidentiels, entreprises, centrales électriques) en Belgique. Les volumes importés en Belgique en vue de la revente à l'étranger ont été neutralisés.

Figure 73 : Provenance (cotations) du gaz naturel acheté à court terme en 2019 (75 TWh)



Les flux de gaz naturel transfrontaliers sont les suivants:

- importations depuis le Royaume-Uni (UK): le flux de gaz naturel depuis le Royaume-Uni s'élevait à 97 TWh nets en 2011, alors qu'on observait en 2013 un flux de gaz naturel inverse de 8 TWh nets, soit un changement de 105 TWh en deux ans. En 2014, on retrouve un flux de gaz naturel net en provenance du Royaume-Uni de 44 TWh, lequel continue d'augmenter (+ 86%) en 2015 pour atteindre 82 TWh, avant de retomber à 52 TWh en 2016. En 2017, on observe une augmentation de 12,7 % des flux nets de gaz naturel en provenance du Royaume-Uni, avec un volume net arrivant sur le marché belge de 58 TWh. En 2018, l'approvisionnement en gaz naturel depuis le Royaume-Uni a diminué à 13 TWh, pour remonter de manière significative à 43,9 TWh en 2019 avant de redescendre à 32 TWh (-27,1 %) en 2020. Ces fluctuations illustrent principalement la flexibilité du système de gaz naturel qui soutient un approvisionnement en gaz naturel efficace.
- importations depuis les Pays-Bas (NL): le flux de gaz naturel depuis les Pays-Bas s'élevait à 109 TWh nets en 2011 avant d'augmenter drastiquement à 189 TWh nets en 2013, soit une hausse de 80 TWh ou de 74 % sur deux ans. Ensuite, le flux de gaz naturel net en provenance des Pays-Bas a de nouveau diminué pour atteindre 154 TWh en 2014, puis 119 TWh en 2015 avant de remonter à 140 TWh en 2016. En 2017, les flux nets de gaz naturel en provenance des Pays-Bas ont fortement baissé (-21,7 %) et sont retombés à 110 TWh. Ce niveau a plus ou moins été maintenu en 2018 (111,5 TWh). En 2019, ils sont passés à 69,5 TWh après une baisse de 37,7 %. Cette tendance à la baisse s'est poursuivie en 2020, avec une diminution de 28,9 % pour redescendre à 49,4 TWh (35,3 % du niveau de 2016). Le gaz naturel importé des Pays-Bas comprend non seulement le gaz naturel extrait aux Pays-Bas (par exemple, le gaz L dont les exportations néerlandaises cessent progressivement), mais aussi le gaz naturel provenant de sources étrangères (telles que la Norvège ou la Russie) qui aboutit sur le marché belge après avoir été négocié ou non aux Pays-Bas
- importations depuis la Norvège (NO): les flux de gaz naturel en provenance directe des champs gaziers norvégiens ont augmenté de 126 TWh en 2011 à 155 TWh en 2013, soit une hausse de 23 % en deux ans. Cette tendance à la hausse s'est poursuivie en 2014 jusqu'à 160,5 TWh avant de retomber à 153 TWh en 2015 (-4,5 %). En 2016, on note une légère augmentation à 157 TWh (+2,7 %). En 2018, le niveau était de 165,4 TWh avant de baisser à 160,8 TWh en 2019 et de repartir à la hausse jusqu'à 166,8 TWh en 2020, soit un volume correspondant à 87,5 % de la consommation belge de gaz naturel.



- importations depuis la France: Depuis fin 2015, les importations sont possibles depuis la France grâce au nouveau point d'interconnexion d'Alveringem. Le gaz peut provenir du terminal de Dunkerque ou du TRF, le point de négoce gazier français. Ici également, la place du GNL dans l'approvisionnement de l'Europe sera déterminante pour l'utilisation de ce nouveau point d'entrée.
- importations depuis l'Allemagne: Compte tenu de la bidirectionnalité du projet d'investissement Zeelink en Allemagne, des importations en hausse depuis l'Allemagne ne sont pas exclues. Les importations depuis l'Allemagne servent principalement de flux de transit vers le Royaume-Uni et sont également fortement sujettes à l'équilibre demande/offre au Royaume-Uni et au fonctionnement du marché.

Les flux de gaz naturel nets en provenance d'Allemagne se sont accrus d'un facteur de presque 2,8 en 2018 pour atteindre 26,5 TWh. En 2019, les importations nettes depuis l'Allemagne ont baissé à 8,2 TWh et, en 2020, on enregistre une exportation nette de 2,5 TWh vers l'Allemagne. Les consommateurs de gaz naturel luxembourgeois sont très dépendants des flux de gaz naturel qui transitent par la Belgique.

- GNL: après avoir connu une baisse continue entre 2011 et 2014, le flux entrant de GNL a doublé en 2015 pour atteindre 26 TWh, un niveau qui reste toutefois inférieur à la moitié du flux entrant de GNL enregistré en 2011. En 2016, le flux entrant de GNL en Belgique a chuté à 12 TWh, soit 21 % du volume entrant de 2011. En 2017, le flux entrant de GNL en Belgique est resté stable à 11,9 TWh pour remonter à 26,8 TWh en 2018. En 2019, les importations de GNL ont augmenté avec un facteur de 2,7 pour atteindre 72,7 TWh. En 2020, les importations de GNL sont redescendues à 50,9 TWh (-30 %), ce qui équivaut néanmoins à un volume 1,9 fois supérieur à celui de 2018.
- Marché Luxembourg – Belgique: Les consommateurs de gaz naturel luxembourgeois sont très dépendants des flux de gaz naturel qui transitent par la Belgique.
- Afin de soutenir le négoce de gaz naturel et la sécurité d'approvisionnement au Luxembourg, les marchés de gaz naturel belge et luxembourgeois (gaz H) ont été intégrés, depuis le 1er octobre 2015, en une zone entry/exit unique, en une seule zone d'équilibrage et en une plateforme de négoce commune (la plateforme ZTP - Zeebrugge Trading Platform - existante). Cette réforme du marché est jugée bénéfique pour les flux de gaz naturel physiques entre la Belgique et le Luxembourg. Les flux de gaz naturel en direction du Luxembourg ont augmenté de 19 % en 2015 (de 5,3 TWh à 6,2 TWh) et ont continué de croître de 4 % en 2016 pour dégager un flux de sortie de 6,5 TWh. Cette croissance s'est poursuivie en 2017 (+ 11,8 %) pour représenter un volume de 7,3 TWh. En 2018, les flux de gaz naturel de la Belgique vers le Luxembourg se sont élevés à 6 TWh (soit une diminution de 17,5 % par rapport à 2017) avant de repartir à la hausse jusqu'à 7,6 TWh en 2019. Au cours de l'année de pandémie 2020, les flux gaziers en direction du Luxembourg ont baissé jusqu'à 6,3 TWh (-17,1%).

### 3.7.3. Monitoring des investissements dans les capacités sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour 2020.

### 3.7.4. Mesures requises pour couvrir les pics demande et pour faire face aux déficits d'approvisionnement d'un ou plusieurs fournisseurs

Le prélèvement de pointe de gaz naturel en 2020 a été enregistré le lundi 7 décembre. La consommation belge de gaz naturel s'élevait alors à 949 GWh (1 053 GWh en 2019), soit 1,8 fois la consommation journalière moyenne. Les réseaux de distribution représentaient 57 % du prélèvement de pointe, 27 % étaient destinés à la production d'électricité et les 16 % restants ont été prélevés par l'industrie.

Cette consommation journalière de pointe a été couverte par un éventail de sources de gaz naturel. L'apport net de gaz naturel en provenance des Pays-Bas a couvert 43 % de la demande de pointe (30 % gaz L et 13 % gaz H). Quelques 33 % provenaient directement des champs gaziers norvégiens situés en mer du Nord et sont arrivés jusqu'à Zeebruges par le Zeepipe. Les flux de gaz naturel arrivés sur le marché belge en transitant par l'Allemagne ont couvert 7 % de la demande de pointe. En outre, 10 % de cette demande de pointe provenaient du terminal de GNL à Zeebruges et 7 % du stockage souterrain de Loenhout.

Figure 74 : Répartition du prélèvement de pointe par segment d'utilisateur en 2020 (Source : CREG)

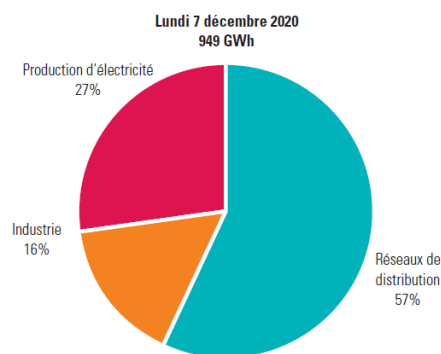
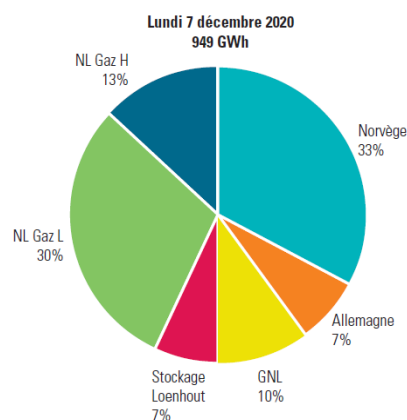


Figure 75 : Répartition des sources de gaz naturel pour la couverture du prélèvement de pointe en 2020 (source : CREG)



## 4. PROTECTION DES CONSOMMATEURS ET TRAITEMENT DES PLAINTES EN ÉLECTRICITÉ ET GAZ NATUREL

### 4.1. PROTECTION DES CONSOMMATEURS

#### 4.1.1. Obligations de service universel et de service publique

##### 4.1.1.1. Niveau fédéral

Les arrêtés royaux du 24 mars 2003 et du 2 avril 2014 fixent les modalités de la cotisation fédérale destinée au financement de certaines obligations de service public (ci-après : « OSP ») et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité et du gaz naturel. Ces cotisations sont prélevées sous la forme d'une surcharge sur les kWh prélevés du réseau de transport ou de transport local ou régional ou de distribution, par site de consommation, par les clients finaux, y compris dans les factures d'acompte, proportionnellement au prélèvement annuel estimé et régularisé lors de la facture de régularisation.

Concrètement, le montant (légal) destiné à l'alimentation des fonds OSP électricité et gaz naturel a été gelé de 2012 à 2018.

Une loi a cependant permis d'indexer (en 2020) le montant destiné à couvrir les besoins des CPAS pour l'année 2019.

Mais comme mentionné chaque année dans le rapport annuel de la CREG, ces montants sont complétés avec des éléments « techniques » divers.

La CREG rappelle notamment que le fonds unique « OSP » est alimenté par deux sources différentes (électricité et gaz naturel). Il faut donc respecter un équilibre des alimentations entre les secteurs électricité et gaz naturel, ce qui peut aussi conduire à des « corrections techniques » indépendantes du montant légal, ces corrections n'ayant aucun impact sur la dotation des CPAS.

Le lecteur est également renvoyé à la page 8 et suivantes de ce rapport.

Tableau 55 : Montants alloués pour l'année 2019 (avant indexation)

Étiquettes de lignes	ART 4	ART 6	TOTAL
Flandre	22.521.091,25	2.365.353,10	<b>24.886.444,35</b>
Bruxelles	5.353.585,12	2.422.425,72	<b>7.776.010,84</b>
Wallonie	17.141.767,74	4.212.541,16	<b>21.354.308,90</b>
<b>Total général</b>	<b>45.016.444,11</b>	<b>9.000.319,98</b>	<b>54.016.764,09</b>

##### 4.1.1.2. Région flamande

*Approvisionnement en électricité et gaz naturel ininterrompu:*

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018 à la page 146-147/185.

*Fournisseur de dernier recours:*

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018 à la page 147/185.

*Mise en demeure:*

La figure 67 montre que **269 524** clients résidentiels ont reçu au moins une **mise en demeure** au cours de l'année de fourniture 2020. C'est beaucoup plus qu'en 2019 (252 474) et à peu près autant qu'en 2018 (272 336). Concrètement, 9,76 % des clients résidentiels ont reçu au moins une mise en demeure en 2020, contre 9,25 % en 2019. Parmi les clients résidentiels ayant reçu une mise en demeure, 9,85% étaient protégés. Ce chiffre est nettement supérieur à la proportion de clients protégés dans l'ensemble du marché commercial, qui est de 7,86 % pour l'électricité et de 7,72 % pour le gaz naturel.

Figure 76 : Evolution du nombre de mises en demeures reçues par les consommateurs par leur fournisseur pour la période 2004-2020 (en néerlandais)

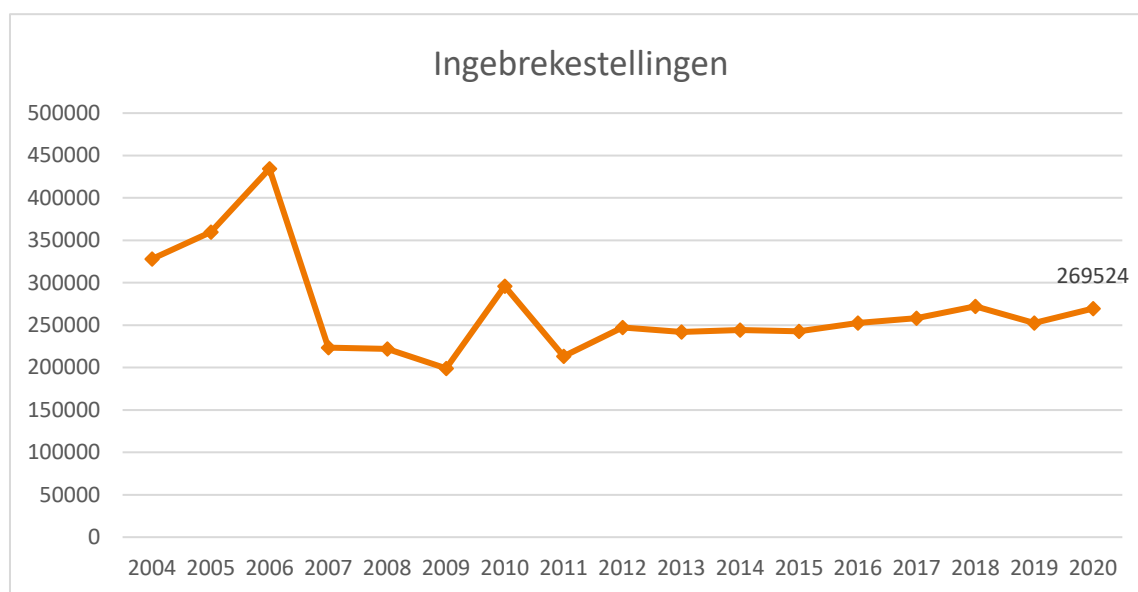
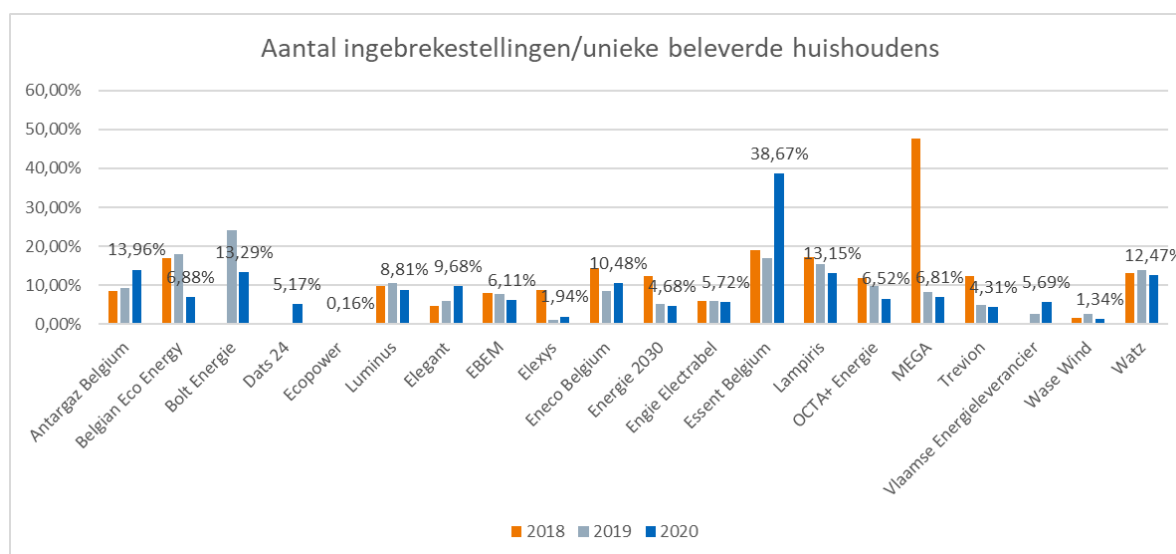


Figure 77: Nombre de ménage ayant reçu au moins une mise en demeure par un fournisseur d'énergie par rapport au nombre de clients résidentiels uniques approvisionnés par ce fournisseur (en néerlandais)



Les chiffres sous-jacents montrent qu'une grande partie de l'augmentation est due à une augmentation des chiffres du fournisseur Essent Belgium. La figure 77 montre que le nombre de mises en demeure par rapport au nombre de ménages uniques approvisionnés est également particulièrement élevé pour Essent Belgium. Un client résidentiel unique signifie que, lorsqu'un même client a un contrat avec ce fournisseur à la fois pour l'électricité et le gaz naturel, il n'est pas comptabilisé deux fois. Comme principale raison de cette augmentation, Essent cite un certain nombre de problèmes liés à l'introduction d'un nouveau système informatique pour leur facturation en 2019, qui ont entraîné un retard dans l'envoi des mises en demeure. En raison d'une régularisation de la facturation en 2020, on peut également constater une augmentation du nombre de mises en demeure. Si l'on ne tenait pas compte de la différence entre les mises en demeure d'Essent Belgium de 2019 et 2020, on observerait à nouveau une diminution du nombre de mises en demeure (245 228). La valeur aberrante de MEGA en 2018 est très probablement due à la forte croissance de leur portefeuille de clients à ce moment-là et au fait que le nombre de ménages uniques fournis est un chiffre moyen sur une année.

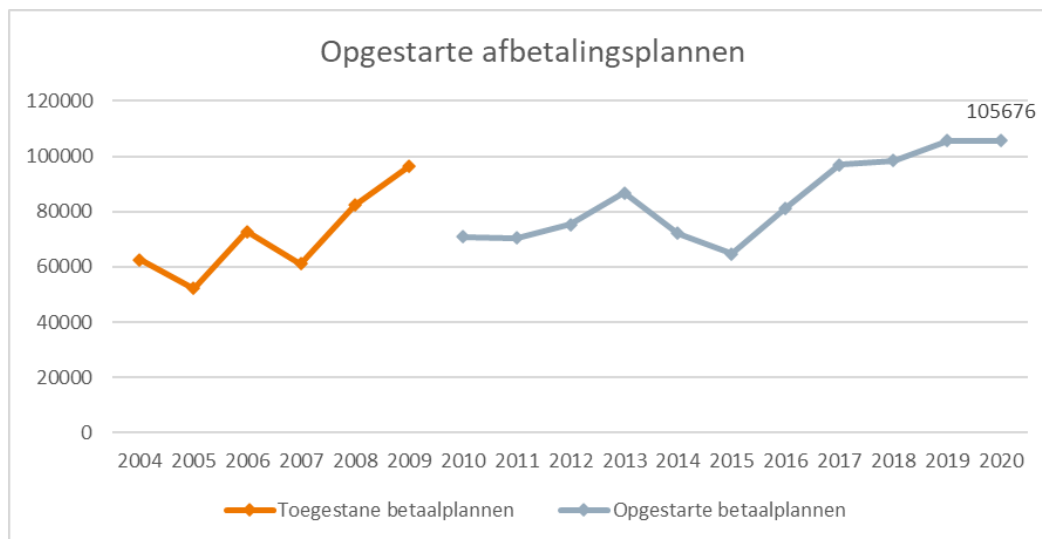
#### *Plans de paiements :*

Lorsqu'un client résidentiel ne peut plus payer ses factures d'acompte, ou lorsque le décompte final annuel est imprévisiblement élevé, le fournisseur peut proposer de rembourser cette dette via un plan de paiement. Un décompte final élevé peut être le résultat d'une hausse générale des prix, d'une consommation plus élevée que précédemment ou d'un hiver froid. Un décompte de gaz naturel qui n'inclut que des mois d'hiver peut également conduire à un encours de dette élevé. Les acomptes sont en effet calculés sur une base annuelle et ne sont pas suffisants pour les mois d'hiver, si bien que le solde qu'il reste à payer peut vite atteindre des sommes importantes lors de ce décompte final. Le client ne pourra récupérer son argent qu'au prochain décompte final. Tous les ménages ne peuvent pas faire face à ce paiement soudain.

Les plans de paiement peuvent donc témoigner d'un problème temporaire pour régler une facture de décompte élevée par exemple, mais aussi d'un problème structurel à s'acquitter de ses paiements. En 2020, un total de **149 930 plans de paiement étaient en cours**, ce qui signifie qu'au moins un remboursement a eu lieu en 2020. En 2019, il y en avait un peu moins, à savoir 148 410. Toutefois, vu qu'on observe aussi une augmentation du nombre de clients résidentiels, ce nombre reste quasi identique en termes relatifs. Concrètement, 5,43 % des clients résidentiels avaient un plan de paiement avec leur fournisseur en 2020, contre 5,44 % en 2019. Essent Belgium joue un rôle important dans ce cadre également. Si l'on devait retirer de l'équation la différence pour Essent Belgium de 2020 par rapport à 2019, on obtiendrait une diminution pour 2020.

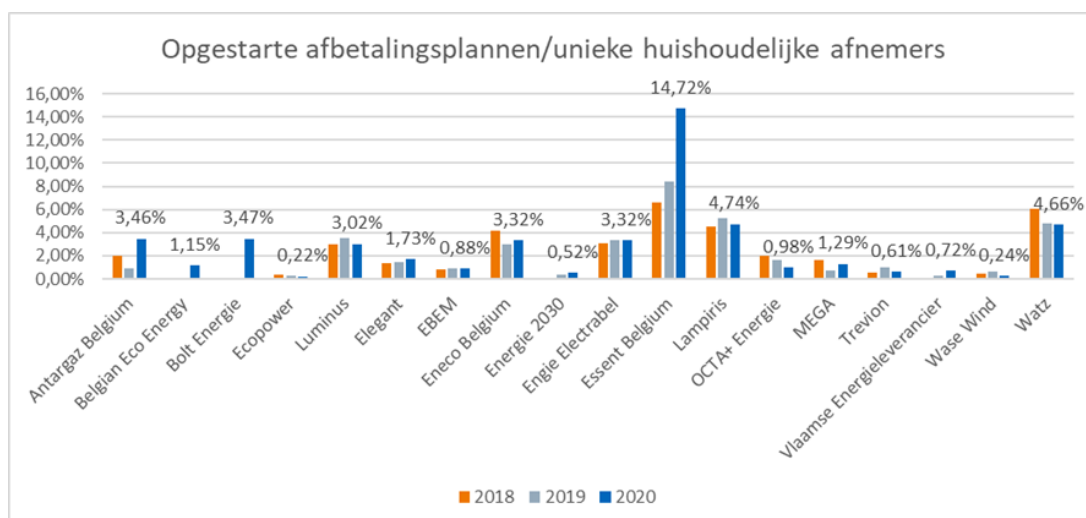
La figure 68 rend compte du nombre de plans de paiement démarrés au cours d'une année donnée. Avant 2010, les chiffres portaient sur le nombre de plans de paiement *autorisés*, alors qu'après, pour plus de clarté, c'est le nombre de plans de paiement *démarrés* qui a été pris en compte. Il s'agit du nombre de plans de paiement pour lesquels un premier remboursement devait avoir lieu en 2020. Contrairement à l'augmentation du nombre de mises en demeure, on observe ici une tendance quasi stable par rapport à 2019. En 2020, un total de **105 676 plans de paiement** ont été **démarrés** chez les fournisseurs commerciaux. En 2019, il y en a eu un peu plus, à savoir 105 715. Il faut toutefois préciser que l'année dernière, le niveau était exceptionnellement élevé. En termes relatifs, 3,82% des clients résidentiels ont démarré un plan de paiement avec leur fournisseur commercial en 2020. En 2019, ce chiffre était de 3,87 %.

Figure 78 : Evolution du nombre de plans de paiement autorisés (jusqu'en 2020) et conclus auprès de fournisseurs commerciaux (en néerlandais)



La figure suivante montre le nombre de plans de paiement démarrés par fournisseur d'énergie, par rapport au nombre de clients résidentiels uniques approvisionnés par ce fournisseur. Il ressort à nouveau très clairement de cette figure que le fournisseur Essent Belgium est la principale raison du nombre élevé de plans de paiement démarrés. En 2020, ils ont démarré un plan de paiement avec 14,72 % des clients résidentiels qu'ils approvisionnent. Comme ils détiennent une part de marché importante, cela a un impact significatif sur les chiffres globaux. Comme mentionné précédemment, Essent indique que cela est dû à une opération de régularisation de la facturation en 2020 qui a été nécessaire en raison d'un retard dû à des adaptations apportées au système informatique. Par ailleurs, ils misent actuellement beaucoup aussi sur le *soft dunning*. Cela signifie qu'ils restent en contact étroit avec le client de manière « douce » pour s'assurer de son paiement. Il peut s'agir d'appels téléphoniques, de lettres formelles mais aussi de visites sur place. Enfin, ils indiquent que la crise du COVID-19 a engendré plus de défauts de paiement. Malgré la forte augmentation des chiffres d'Essent, nous constatons une tendance stable des chiffres globaux par rapport à 2019. Cela est principalement dû à la tendance à la baisse, en valeurs absolues, chez certains autres grands fournisseurs comme Engie Electrabel, Luminus et Lampiris.

Figure 79: Nombre de plans de paiement démarrés par un fournisseur d'énergie par rapport au nombre de clients résidentiels uniques approvisionnés par ce fournisseur (en néerlandais)



### *Résiliation du contrat de fourniture:*

Lorsqu'un client ne donne pas suite à une mise en demeure, qu'aucun plan de paiement n'est convenu ou que le plan de paiement convenu n'a pas été respecté, le fournisseur peut mettre fin au contrat du client, moyennant le respect des délais légaux<sup>147</sup>.

Au total, tous fournisseurs confondus, 70 346 contrats ont été résiliés en 2020 pour l'électricité et 52 821 pour le gaz naturel. Il s'agit de respectivement 2,55% et 2,79% du nombre de points d'accès résidentiels pour l'électricité et le gaz naturel.

Dans la plupart des cas, c'est-à-dire dans 98,85% des cas pour l'électricité et dans 98,93% des cas pour le gaz naturel, la résiliation d'un contrat de fourniture en 2020 était due à un défaut de paiement. Toutefois, il est également possible qu'un fournisseur résilie le contrat pour une autre raison. C'était le cas pour 811 contrats d'électricité et 564 contrats de gaz naturel. Dans l'attente de leur retour sur le marché commercial, ces clients résidentiels sont également approvisionnés provisoirement par le gestionnaire de réseau de distribution.

Dans 46,50% des cas pour l'électricité et dans 46,78% des cas pour le gaz naturel, la résiliation du contrat a été annulée durant la période de préavis de 60 jours, ce qui indique que le fournisseur avait toujours la possibilité de trouver une solution avec le client et continuait à approvisionner ce dernier. Cette solution peut, par exemple, prendre la forme d'un plan de paiement ou du paiement intégral de la dette. Il convient néanmoins de souligner qu'on ne peut pas totalement mettre en regard le nombre d'annulations et le nombre de résiliations. Ainsi, pour un contrat résilié en 2019 mais dont la résiliation a été annulée en 2020, seule l'annulation apparaîtra dans les statistiques de 2020.

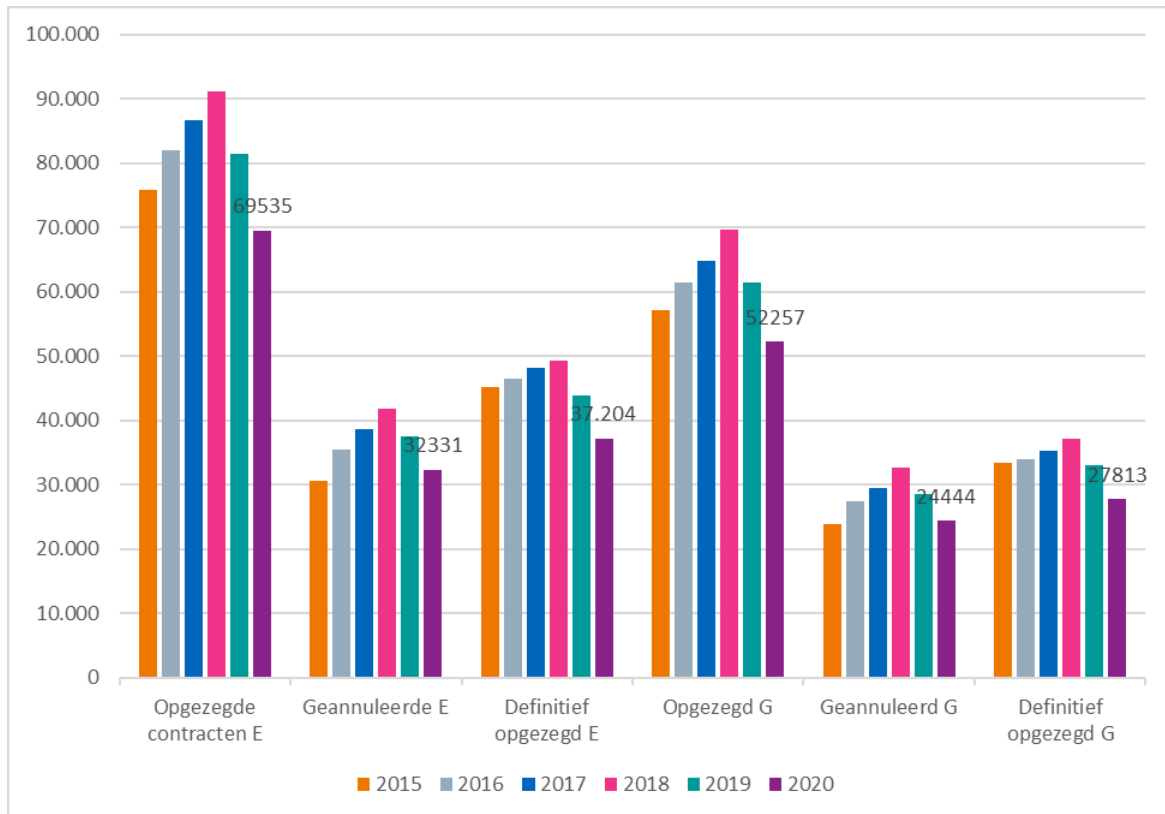
En fin de compte, les contrats pour lesquels aucune solution n'est trouvée pendant la période de préavis sont définitivement résiliés. Ainsi, en 2020, **37 204 contrats d'électricité et 27 813 contrats de gaz naturel ont été définitivement résiliés** par le fournisseur. Dans le cas où ces clients n'ont pas pu trouver d'autre fournisseur sur le marché commercial, le gestionnaire de réseau de distribution a pris en charge leur approvisionnement.

9,20% des contrats définitivement résiliés pour l'électricité ont été conclus par un client protégé. Pour le gaz naturel, cette part est de 8,87%. Il semble donc que cette part soit à peine supérieure à la part des clients protégés sur le marché de l'énergie, mais on ne peut pas dire qu'un nombre disproportionné de clients protégés sont « droppés ». Il est toutefois frappant que ces chiffres ne soient pas plus bas. Cela indiquerait en effet que la « protection » dont ils bénéficient actuellement en payant un prix maximum social n'est pas toujours adéquate.

---

<sup>147</sup> Dans de rares cas, le fournisseur résilie le contrat d'un client pour d'autres raisons. Celles-ci sont expliquées ci-dessous.

Figure 80 : Evolution du nombre de contrats de fourniture résiliés pour l'électricité (E) et le gaz (G)



La figure 80 montre l'évolution du nombre de contrats de fourniture résiliés en raison de défauts de paiement au cours des dernières années. On y observe qu'en 2020, comme en 2019, le nombre de contrats résiliés est en diminution. Bien que le nombre d'annulations de ces résiliations diminue également, nous constatons également une diminution du nombre de contrats définitivement résiliés. Cette baisse s'observe tant pour l'électricité que pour le gaz naturel. Le nombre de clients résidentiels ayant augmenté par rapport à l'année précédente, la baisse en termes relatifs est encore plus forte. Ce constat est en contradiction avec l'augmentation du nombre de mises en demeure, le nombre de plans de paiement démarrés qui est resté stable et l'augmentation, certes légère, du nombre de plans de paiement en cours. Toutefois, nous avons déjà précisé à plusieurs reprises que l'opération de régularisation et le *soft dunning* chez Essent Belgium contribuent de manière significative aux chiffres globaux. Si nous excluons de l'analyse les chiffres d'Essent Belgium, nous constaterions également une tendance à la baisse pour ces statistiques.

Les clients qui ne trouvent pas de solution avec leur fournisseur, et dont la résiliation n'est donc pas annulée, peuvent toujours rester sur le marché commercial en concluant un contrat avec un autre fournisseur. De cette façon, ils ne se retrouvent pas chez le gestionnaire de réseau de distribution où - en tant que clients non protégés - ils paient un prix relativement élevé et où, en cas de nouveau défaut de paiement, un compteur à budget peut leur être imposé.

#### *Compteur à budget:*

Si un client contracte à nouveau des dettes auprès du gestionnaire de réseau, le gestionnaire de réseau de distribution installera un compteur à budget chez ce client. La figure 81 montre l'évolution au cours des dernières années du nombre de compteurs à budget actifs au 31 décembre de l'année en question. Il en ressort que, fin 2020, le nombre de compteurs à budget actifs est à son plus bas niveau depuis 2008.

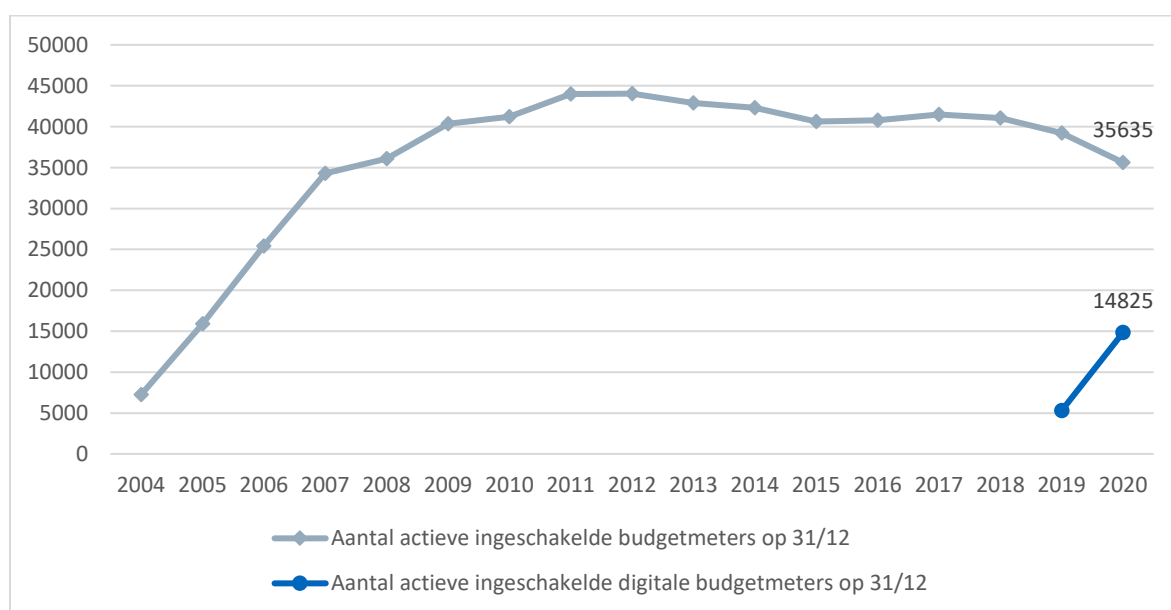


Plus précisément, au 31 décembre 2020, 35 635 compteurs à budget étaient actifs, dont 14 825 numériques. Ce niveau exceptionnellement bas est dû d'une part au maigre portefeuille du gestionnaire de réseau de distribution en tant que fournisseur social, mais bien sûr aussi aux périodes de confinement en 2020 pendant lesquelles aucun compteur à budget ne pouvait être activé. Nous ne pouvons donc pas simplement en déduire que cette diminution est uniquement le résultat d'une amélioration des problèmes de paiement des clients.

Certains ménages possèdent plus d'1 compteur à budget pour l'électricité. Cela peut être le cas lorsqu'ils disposent d'un compteur séparé pour leur chauffage à l'électricité, sur lequel un compteur à budget a également été installé. Le nombre de ménages qui prélèvent de l'électricité via un compteur à budget est dès lors inférieur au nombre de compteurs à budget actifs. 33 686 clients résidentiels prélèvent de l'électricité via un compteur à budget, ce qui représente 1,30% des raccordements résidentiels. Pour 14 481 ménages, cela se fait par le biais d'un compteur à budget numérique.

Enfin, le pourcentage de compteurs à budget numériques actifs par rapport au nombre total de compteurs à budget actifs a fortement augmenté par rapport à l'année précédente. Les clients ayant un compteur à budget actif constituent un groupe cible prioritaire pour le déploiement du compteur numérique. L'objectif de Fluvius est de numériser tous les compteurs à budget actifs d'ici fin 2021. En raison de refus émanant directement des clients, il est possible que ce déploiement ne soit achevé que dans les premiers mois de 2022.

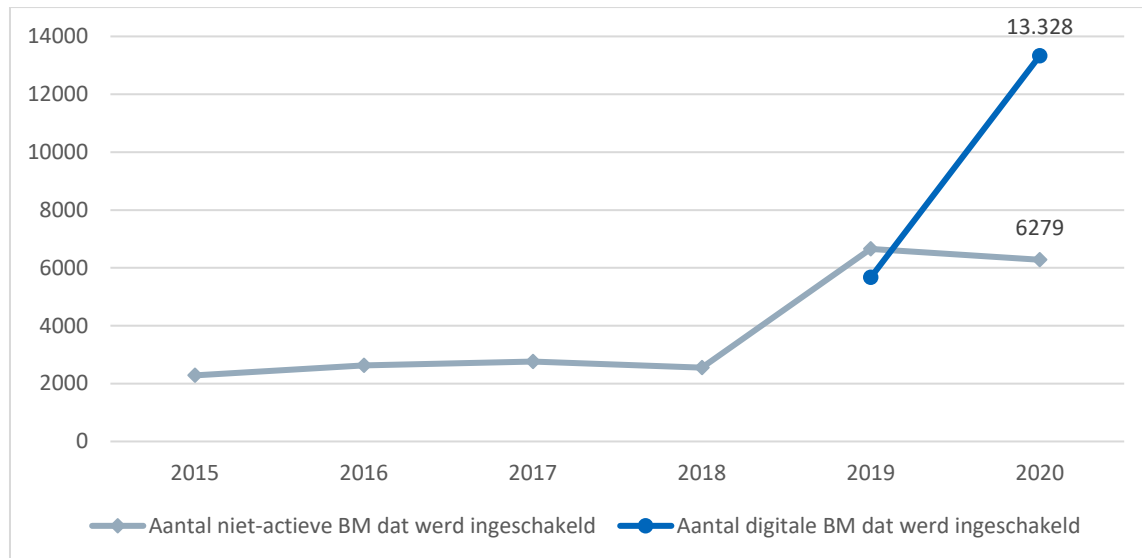
Figure 81 : Evolution du nombre de nouveaux compteurs à prépaiement et du nombre de compteurs à prépaiement actifs en service au 31/12/2020 (électricité)



La figure 81 ci-dessus montre l'évolution du nombre de compteurs à budget inactifs qui ont été mis en service au cours des années concernées et du nombre de compteurs à budget numériques qui ont été mis en service. Auparavant, Fluvius communiquait également le nombre de compteurs à budget nouvellement installés. En effet, avant le 1<sup>er</sup> juillet 2019, deux situations étaient possibles. Soit un nouveau compteur à budget était installé chez un client résidentiel qui n'avait jamais eu de problèmes de paiement auprès du gestionnaire de réseau de distribution. Soit un compteur à budget inactif déjà installé pouvait être réactivé. Dans les deux cas, Fluvius envoyait encore un technicien sur place. Depuis le déploiement du compteur numérique à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2019, on n'installe plus de compteur à budget séparé mais un compteur numérique pour lequel une fonction prépayée peut être activée à distance. Par conséquent, pour la statistique « nombre de compteurs à budget nouvellement installés », Fluvius rapporte 0. Nous ne pouvons plus interpréter de la même manière le nombre de

compteurs à budget qui ont été ajoutés au cours de l'année en question. La figure 82 montre effectivement qu'en 2020, la fonction prépayée a été activée sur 13 328 compteurs numériques. Pour 6 279 d'entre eux, le compteur à budget physique a d'abord été désactivé, puis un compteur numérique avec une fonction prépayée active a été installé.

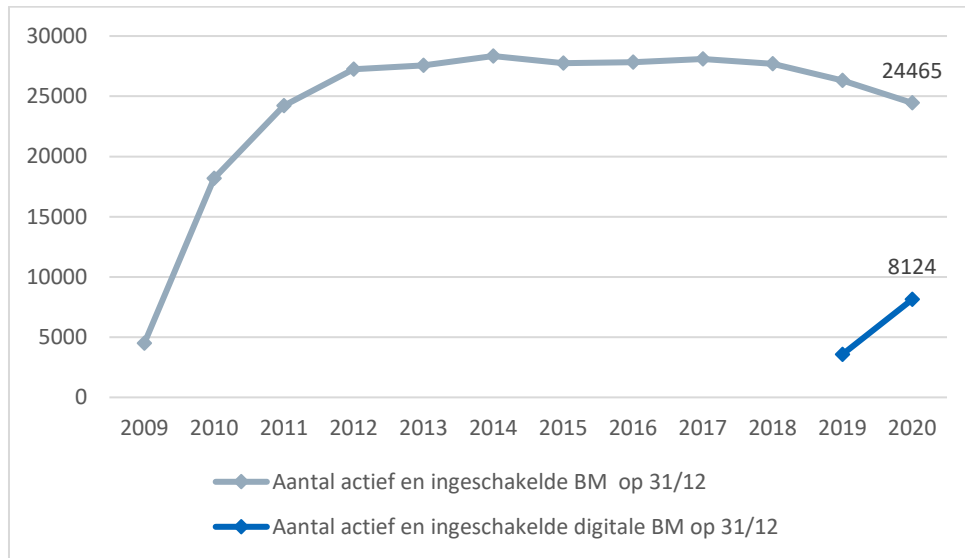
Figure 82 : Evolution du nombre de compteurs à budget inactifs mis en service et du nombre de compteurs à budget numériques mis en service



En outre, 9 864 compteurs à budget ont été désactivés en 2020, en partie en raison d'un déménagement (6 632), mais aussi en raison du remboursement des dettes et du retour sur le marché commercial (3 232).

Pour le gaz naturel également, aucun nouveau compteur à budget physique n'est capté, mais un compteur numérique dont la fonction prépayée est activée est installé. La figure 82 montre que pour le gaz naturel, on observe également une diminution notable du nombre de compteurs à budget actifs. En 2020, 24 465 compteurs à budget étaient actifs, dont 8 124 étaient numériques. Ici aussi, on peut supposer que cela est dû d'une part à la diminution observée dans le portefeuille du gestionnaire de réseau de distribution en tant que fournisseur social et d'autre part à l'interdiction d'activer la fonction prépayée en raison de l'urgence civile. Pour le gaz naturel, la fonction prépayée a été activée pour 9 206 compteurs numériques en 2020. Pour 4 555 d'entre eux, le compteur à budget physique a d'abord été désactivé, puis un compteur numérique avec une fonction prépayée active a été installé.

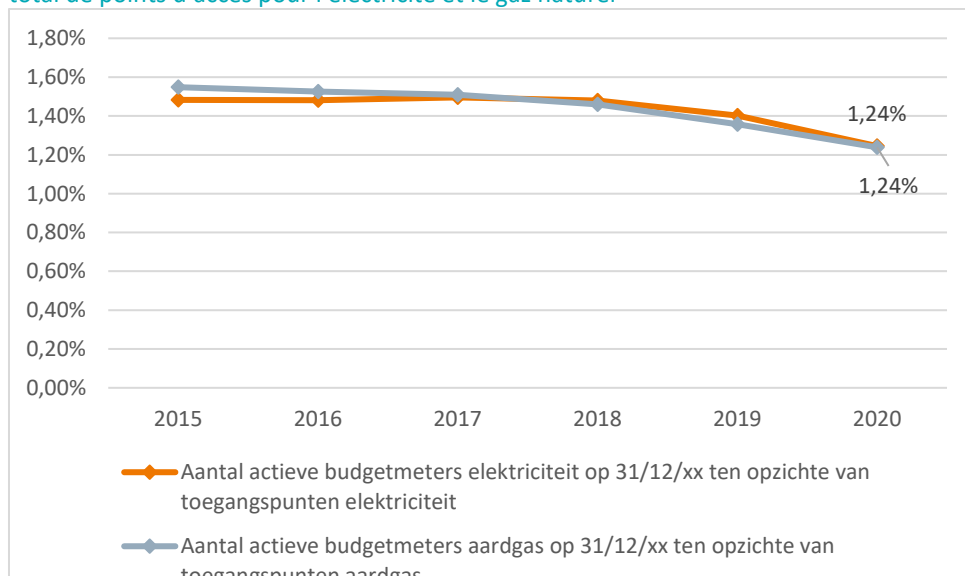
Figure 83 : Evolution du nombre de nouveaux compteurs à prépaiement et du nombre de compteurs à prépaiement actifs et activés au 31/12/2020 (gaz naturel)



Les compteurs à budget pour le gaz naturel ont été désactivés d'une part en raison d'un déménagement (4 197) ou d'autre part en raison du remboursement des dettes et du retour sur le marché commercial (2 213). Le nombre total de compteurs à budget désactivés est ainsi passé de 7 153 en 2019 à 6 410 en 2020.

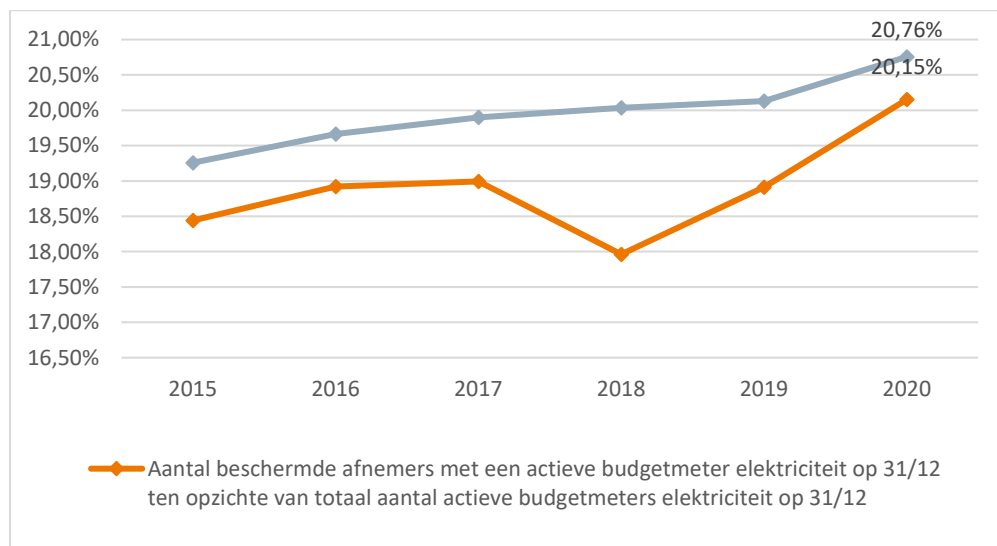
Afin de pouvoir réellement dire si le nombre de compteurs à budget actifs a diminué, il faut examiner le nombre de compteurs à budget actifs pour l'électricité et le gaz naturel au 31 décembre de l'année en question par rapport au nombre total de points d'accès pour la source d'énergie en question. La figure 84 rend compte de cette évolution. Étant donné que le nombre total de clients résidentiels pour l'électricité et le gaz naturel a augmenté par rapport à l'année précédente et que le nombre de compteurs à budget actifs au 31/12/2020 a diminué pour l'électricité et le gaz naturel par rapport à l'année précédente, le nombre relatif de compteurs à budget actifs a donc également diminué. Pour les deux sources d'énergie, 1,24% des clients avaient un compteur à budget actif au 31/12/2020. Toutefois, il convient de noter que cette baisse est en grande partie due à l'interdiction d'installer et d'activer des compteurs prépayés (numériques).

Figure 84 : Evolution du nombre de compteurs à prépaiement actifs au 31/12/2020 par rapport au nombre total de points d'accès pour l'électricité et le gaz naturel



Enfin, la figure 85 illustre la part des clients protégés disposant d'un compteur à budget actif par rapport au nombre total de compteurs à budget actifs au 31 décembre 2020. On relèvera la cassure du graphique pour l'électricité en 2018. Elle est principalement due à une forte diminution du nombre de clients protégés disposant d'un compteur à budget actif et donc pas à une augmentation de la part totale. En 2019, ce chiffre revient au même niveau qu'en 2017. Toutefois, en 2020, nous constatons à nouveau une augmentation notable de la part des clients protégés disposant d'un compteur à budget actif. Concrètement, fin 2020, 20,15% des clients résidentiels disposant d'un compteur à budget actif étaient protégés pour l'électricité, contre 20,76% pour le gaz naturel. Ce pourcentage est en fait remarquablement élevé car on s'attendrait à ce que le tarif social préserve les clients les plus vulnérables de se retrouver dans une situation de défaut de paiement. Cela confirme également l'augmentation du nombre de mises en demeure et du nombre de plans de paiement démarrés chez les clients protégés. Les statistiques sociales montrent donc que la situation était bien plus difficile pour les clients protégés en 2020.

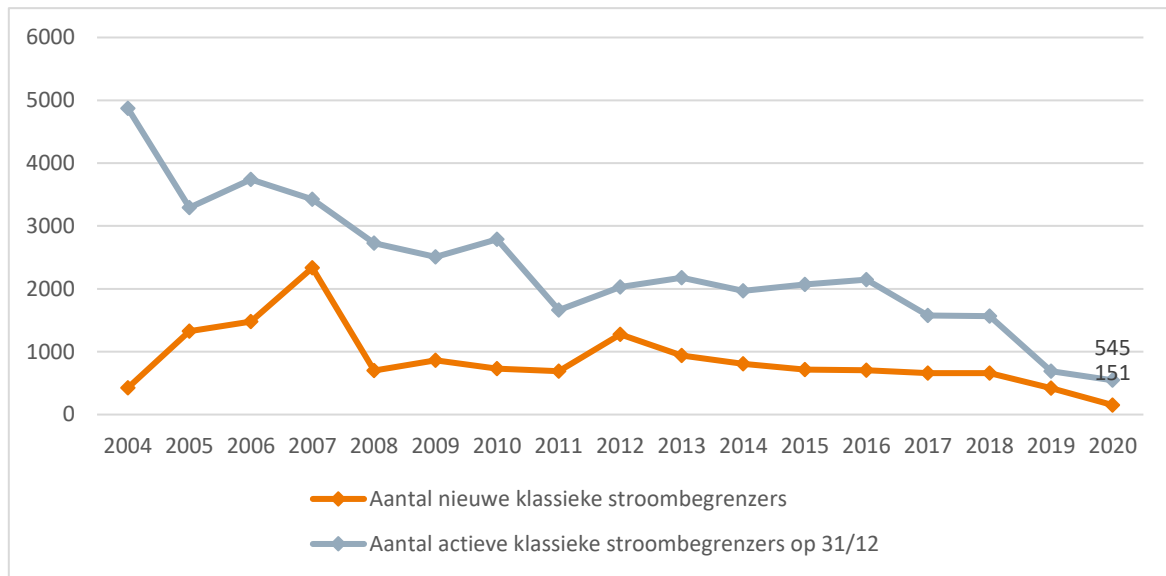
Figure 85 : Part des clients protégés disposant d'un compteur à prépaiement actif au 31/12 par rapport a nombre total de compteurs à prépaiement actifs au 31/12/2019 (électricité et gaz naturel)



#### *Limiteurs de puissance:*

Dans des cas exceptionnels, par exemple par manque de place ou pour des raisons techniques, il est parfois impossible ou trop onéreux d'un point de vue sociétal d'installer un compteur à budget. Cela peut se produire avec d'anciens types de câblage, ou parce qu'il n'y a pas assez d'espace pour accrocher le compteur à budget (dans un endroit accessible). Dans une telle situation, on choisit parfois d'installer un limiteur de puissance classique, qui restreint à 10 ampères la puissance du raccordement.

Figure 86 : Evolution du nombre de limiteurs de puissance classiques actifs au 31/12/2020



La figure 86 montre l'évolution du nombre de limiteurs de puissance classiques actifs à la fin de l'année en question. Le choix en 2007 de n'installer des limiteurs de puissance que dans des situations exceptionnelles explique également pourquoi le nombre de limiteurs de puissance classiques n'a cessé de diminuer depuis 2007. Entre 2012 et 2016, l'évolution s'est limitée à des fluctuations annuelles. On observe un net changement de tendance en 2017, lequel est toutefois intégralement attribuable à la correction de situations historiques sur le marché commercial. Pour 2019 et 2020, nous constatons une baisse notable par rapport aux années précédentes. Ce constat est dû à un changement dans la méthodologie d'enregistrement. À partir de 2020, il a été décidé entre Fluvius et la VREG de ne rapporter que les limiteurs de puissance que Fluvius installe ou enlève dans son rôle de fournisseur social et donc pas dans son rôle de fournisseur exceptionnel pour, par exemple, les clients MOZA, les clients non résidentiels ou les points de fourniture sans contrat. Afin d'établir une comparaison correcte avec l'année précédente, les chiffres de 2019 ont également été adaptés.

Par rapport à 2019, on constate une forte diminution du nombre de nouveaux limiteurs de puissance classiques. Là encore, pendant une grande partie de l'année 2020, aucun placement n'a pu être effectué en raison de l'urgence civile.

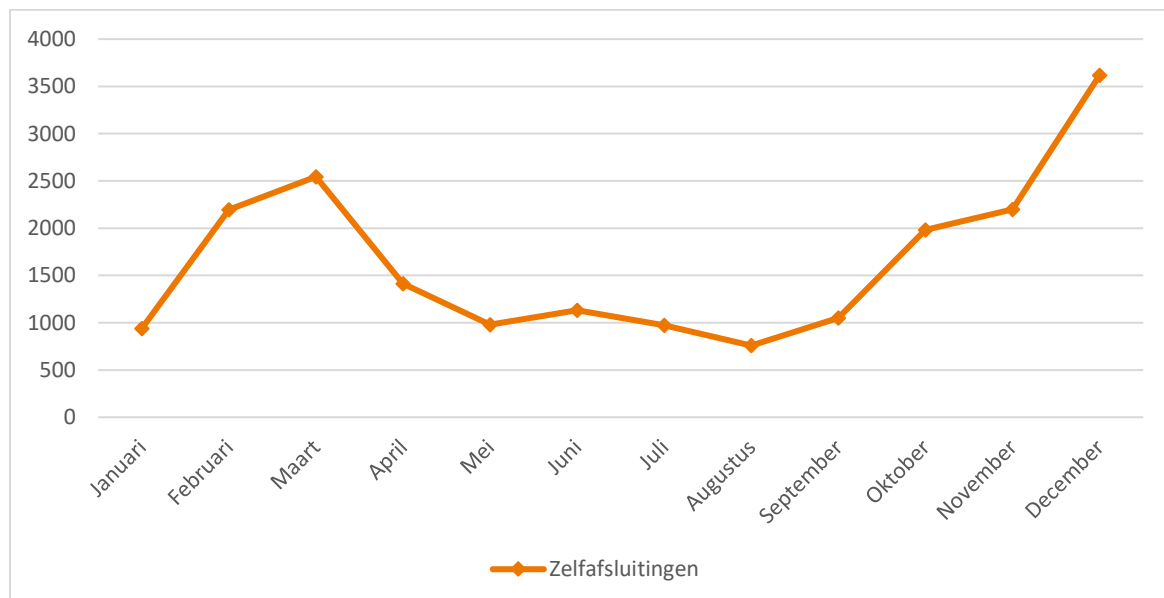
#### Coupures:

Les clients qui achètent de l'énergie via un compteur à budget sans limiteur de puissance courent toujours un risque d'autocoupure. Si leur carte de compteur à budget n'a plus de crédit, ils ne peuvent plus consommer d'électricité. Le gestionnaire du réseau de distribution notifie au CPAS tous les ménages qui disposaient d'un compteur à budget nu pour l'électricité ou d'un compteur à budget ordinaire pour le gaz naturel entre novembre et mars et qui n'ont pas été rechargés au moins une fois pendant plus de 30 jours. Ces ménages couraient en effet un risque élevé de ne pas avoir accès à l'électricité à ce moment-là. En 2020, 6 134 ménages ont ainsi été recensés, ce qui représente pas moins de 94,54% des ménages disposant d'un compteur à budget sans limiteur de puissance pour l'électricité. Pour le gaz naturel, 19 249 ménages ont été signalés au CPAS parce qu'ils n'avaient pas été rechargés pendant une période de 30 jours calendrier. Si le chiffre est tellement plus élevé pour le gaz naturel, c'est peut-être parce qu'il est plus facile pour les ménages de vivre sans gaz naturel que sans électricité.

Le compteur numérique permet d’avoir une meilleure vue de ce nombre d’autocoupures réalisées par le client. Fluvius a déjà rassemblé certaines données pour les compteurs numériques avec fonction de prépaiement. Toutefois, ces chiffres sont exprimés par compteur à budget et non pas par ménage. Ils montrent que pour 1 909 des 18 613 compteurs à budget activés en 2020, un total de 9 035 déconnexions ont eu lieu en 2020. Cela signifie qu'environ 10,25 % des ménages disposant de compteurs à budget numériques activés ont vécu sans électricité en moyenne 5 fois en 2020. Ces chiffres sont remarquablement élevés. Il ressort des chiffres sous-jacents que l’autocoupure a duré plus d’une journée (24 heures) pour seulement 10 % de ce groupe. D'une part, on distingue donc un groupe d'environ 10 % qui n'a vraiment pas d'argent à ce moment-là pour recharger le compteur à budget. D'autre part, on distingue un groupe de clients avec des difficultés de paiement, dont le compteur numérique est équipé du nouveau système de compteur à budget, qui vont jusqu'à l'extrême avant de recharger la carte de leur compteur à budget. Le fait que cette opération puisse désormais être effectuée en ligne et que la déconnexion puisse donc être très courte pourrait certainement jouer un rôle à cet égard. Ces déconnexions concernent 16,72 % des clients protégés. Ils réagissent un peu plus vite que les clients non protégés pour recharger leur compteur.

Pour le gaz naturel, les chiffres sont encore plus élevés. Dans ce cas, 4 737 compteurs uniques sur les 12 769 compteurs à budget activés en 2020 ont été coupés automatiquement, pour un total de 19 781 déconnexions. Cela signifie que 37,10 % des ménages ayant un compteur à budget activé ont été coupés automatiquement quatre fois en moyenne. La durée est également plus élevée pour le gaz naturel, avec 33% des déconnexions qui durent plus d'un jour (24 heures). Pour le gaz naturel, 11,46% des autocoupures concernaient des clients protégés. Contrairement à l'électricité, pour le gaz naturel, la durée de la coupure est similaire entre clients protégés et non protégés. Étant donné que le gaz naturel est principalement utilisé pour le chauffage, on peut supposer que les clients résidentiels ont moins de problèmes à ne pas consommer de gaz naturel pendant les mois d'été et qu'ils sont donc plus enclins à s'autodéconnecter durant ces mois-là. La figure 87 montre cependant que les autocoupures sont au plus haut pendant les mois les plus froids. On peut donc supposer que de nombreux ménages souffrent du froid en hiver pour éviter des factures énergétiques élevées.

Figure 87 : Nombre d'autocoupures de gaz naturel par mois en 2020



#### Coupures après avis de la LAC

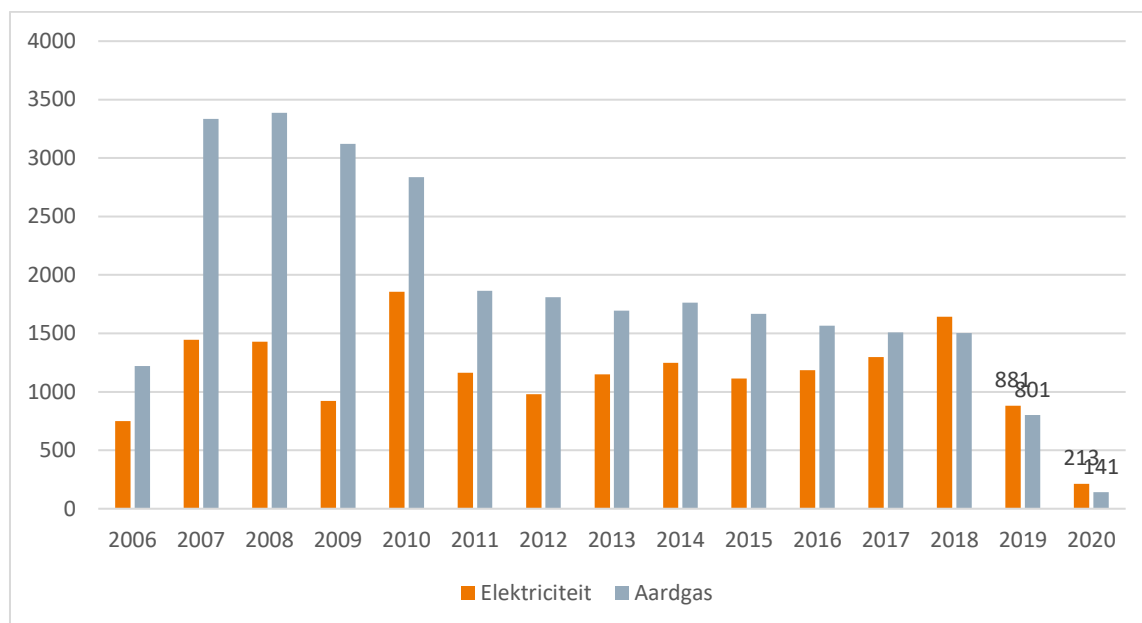
Enfin, le gestionnaire de réseau de distribution rapporte également toute une série de statistiques sur les déconnexions après avis de la LAC. Il convient de noter ici que les chiffres relatifs au nombre de points déconnectés au 1<sup>er</sup> janvier et au 31 décembre sont, en principe, uniquement destinés au

contrôle et ne donnent aucune indication sur le nombre de ménages qui ont été déconnectés de l'électricité. En effet, les ménages qui sont déconnectés peuvent déménager, sans oublier que ces chiffres reprennent également des habitations qui ont été déconnectées sans décision de la LAC, par exemple en raison de leur inoccupation. Dans ce cas, on supposait au moins que personne n'y habitait à ce moment-là. Pour être en mesure d'évaluer les ménages qui ont effectivement été déconnectés, les CPAS devraient consulter le registre de la population pour tous ces points au même moment et en faire rapport. Étant donné que le registre de la population n'est pas toujours complètement à jour et que, par conséquent, toutes les habitations de fait ne sont pas enregistrées, ou vice versa, même cette méthode ne suffirait pas.

Dans cette optique, nous nous concentrons donc dans ce rapport sur le nombre de coupures après avis positif de la LAC, qui sont souvent liées à des problèmes de paiement.

La figure 88 montre une évolution du nombre de déconnexions après avis de la LAC au cours des dernières années. Cette figure montre que le nombre de déconnexions, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel, a fortement diminué depuis l'arrivée du compteur numérique. En 2020, le nombre de déconnexions pour l'électricité a diminué de 76 % et le nombre de déconnexions pour le gaz naturel de 82 %. Concrètement, 213 points d'accès pour l'électricité et 141 points d'accès pour le gaz naturel ont été fermés à la suite d'un avis positif de la LAC.

Figure 88 : Evolution du nombre de coupures suite à un avis positif de la CLAC pour l'électricité et le gaz naturel



Cette diminution est due à deux facteurs. D'une part, aucune déconnexion n'a été effectuée en 2020 entre janvier et le 17 juillet, puis à partir de novembre, en raison de la trêve hivernale et des différentes périodes de confinement. D'autre part, la figure 88 montre la répartition des différentes raisons des déconnexions en 2020. Pour l'électricité, la principale raison (94%) est le manque d'accès pour installer le compteur à budget. Pour le gaz naturel, c'est la raison dans 37% des cas. Si le client possède déjà un compteur numérique, le technicien Fluvius n'a plus besoin de se rendre chez le client pour installer un compteur à budget. En effet, la fonction prépayée peut être activée à distance sur le compteur numérique. Le nombre de déconnexions pour cette raison va donc fortement diminuer au fil des ans. A noter que la proportion de coupures dues à un refus ou au non-respect d'un plan de paiement pour le gaz naturel a fortement augmenté par rapport à l'année dernière (44% en 2019). Les autres raisons telles que la fin du contrat ou la déconnexion impossible du limiteur de puissance faute d'accès n'ont été signalées que très rarement.

Compte tenu de ces deux observations, nous ne pouvons pas simplement déduire que la baisse du nombre de déconnexions indique clairement une diminution des problèmes de paiement chez les clients résidentiels.

#### 4.1.1.3. Région wallonne

*Cadre légal des OSP sociales :*

L'électricité et le gaz sont des domaines particuliers où la logique de marché doit coexister avec une mission de service public. Notamment, leur fourniture à l'ensemble de la population apparaît comme une nécessité. Le législateur a, de ce fait, imposé aux fournisseurs et aux GRD des obligations de service public (OSP) qu'ils doivent respecter.

En Région wallonne, les dispositions à caractère social et les obligations de service public sont définies dans le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, ci-après dénommé le « décret électricité », plus précisément aux articles 33 à 34<sup>ter</sup>, et dans le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, ci-après dénommé le « décret gaz », plus précisément aux articles 31<sup>bis</sup> à 33<sup>bis</sup>.

Les OSP ont pour la plupart été modalisées dans les arrêtés du Gouvernement wallon du 30 mars 2006 relatifs aux obligations de service public dans le marché de l'électricité et du gaz, ci-après dénommés « AGW OSP électricité » et « AGW OSP gaz ». Le chapitre IV des AGW OSP définit les obligations de service public à caractère social.

Les OSP sociales portent notamment sur :

- la fourniture aux clients protégés et l'octroi du tarif social ;
- la procédure applicable aux clients résidentiels en cas de non-paiement ;
- le défaut de paiement et le placement du compteur à budget ;
- la fourniture par le GRD à titre temporaire pendant la période hivernale des clients finaux qui se retrouvent sans contrat de fourniture ;
- la fourniture minimale garantie aux clients protégés (uniquement en électricité) ;
- l'octroi d'une aide hivernale (uniquement en gaz).

L'année 2020 a été marquée par la crise sanitaire liée au Covid 19, et le confinement imposé par les autorités a conduit à prendre une série de mesures, afin de limiter l'impact de la crise au niveau de l'approvisionnement en électricité et en gaz.

C'est dans cette optique que le Gouvernement Wallon a pris plusieurs arrêtés, citons notamment :

- l'Arrêté du Gouvernement wallon<sup>148</sup> du 18 mars 2020 portant sur des mesures d'urgence en matière de compteur à budget du 18 Mars 2020. Cet arrêté a interdit le placement de compteurs à budget, suspendu les interruptions de fourniture pour les consommateurs bénéficiant de fonction de prépaiement, et suspendu toutes les procédures de coupure (sauf pour des raisons de sécurité) entre le 1<sup>er</sup> mars et le 30 juin 2020.
- l'Arrêté du Gouvernement wallon<sup>149</sup> du 24 septembre 2020 a étendu le statut de client protégé à aux consommateurs repris sous le statut de client protégé conjoncturel, à savoir des

---

<sup>148</sup> 18 mars 2020 – Arrêté du Gouvernement wallon portant sur des mesures d'urgence en matière de compteur à budget.

<sup>149</sup> 24 septembre 2020 – Arrêté du Gouvernement wallon établissant une catégorie de clients protégés conjoncturels en électricité et en gaz dans le cadre de la crise COVID-19.



ménages souffrant d'une perte de revenu liée au COVID-19, ou disposant d'un revenu limité et qui se trouvent en difficulté pour faire face à leur facture d'énergie.

- l'Arrêté du Gouvernement wallon<sup>150</sup> du 26 novembre 2020, qui prévoit la suspension des procédures de placement de compteur à budget jusqu'au 31 janvier 2021, la suspension des procédures de coupure, sauf pour des raisons de sécurité, jusqu'au 31 mars 2021 (cette mesure a depuis été prolongée jusqu'au 30 juin 2021). En outre, le client final peut demander la fourniture d'une avance sur sa prochaine recharge (moyennant un remboursement ultérieur), ou encore la désactivation de son compteur à budget.

En outre, à deux reprises en 2020, le Gouvernement wallon a octroyé des aides complémentaires financières au vu de la crise sanitaire liée au COVID-19. Dans un premier temps, il s'est agi d'une prime financière à « charger » sur la carte de rechargement du compteur à prépaiement. Dans un second temps, une aide financière a été octroyée aux utilisateurs de compteurs à budget et aux clients alimentés par leur GRD (en tant que fournisseur X) dans l'attente du placement d'un compteur à budget, montants cette fois automatiquement déduits des prochaines factures de régularisation.

#### *Différentes catégories de « clients protégés » :*

Certaines catégories de personnes considérées comme plus vulnérables peuvent bénéficier du statut de « client protégé » sous certaines conditions dans le marché du gaz et de l'électricité. Ce statut leur permet d'obtenir des avantages et des protections complémentaires liés à leur fourniture d'énergie.

Tant l'État fédéral que la Région wallonne ont défini la notion de client protégé, la définition wallonne étant plus large et prévoyant des catégories supplémentaires.

Les quatre premières catégories énoncées ci-dessous sont reprises tant dans les textes fédéraux que régionaux et concernent donc tous les clients domiciliés en Belgique, peu importe la région dans laquelle ils habitent. Les clients repris dans ces quatre catégories sont appelés les « clients protégés fédéraux ». La cinquième catégorie, par contre, n'est définie que dans les textes régionaux et concerne donc, uniquement, les personnes domiciliées en Région wallonne. Cette dernière catégorie est communément appelée la catégorie des « clients protégés exclusivement régionaux ».

**La première catégorie** vise les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes d'un CPAS :

1. le revenu d'intégration sociale,
2. une aide sociale financière équivalente au revenu d'intégration sociale,
3. un secours partiellement ou totalement pris en charge par l'État fédéral,
4. une avance sur :
  - le revenu garanti aux personnes âgées ou la garantie de revenus aux personnes âgées,
  - une allocation aux personnes handicapées.

**La deuxième catégorie** porte sur les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes du Service public fédéral de la Sécurité sociale :

5. une allocation en qualité de personne handicapée suite à une incapacité permanente de travail de 65 % au moins,
6. une allocation de remplacement de revenus aux personnes handicapées,
7. une allocation d'intégration aux personnes handicapées,

---

<sup>150</sup> Arrêté du Gouvernement wallon de pouvoirs spéciaux n° 57 portant sur des mesures d'urgences en matière d'accès à l'énergie durant la crise COVID-19 et la période hivernale

8. une allocation pour l'aide aux personnes âgées handicapées,
9. une allocation pour l'aide d'une tierce personne,
10. un supplément aux allocations familiales pour les enfants souffrant d'une incapacité (physique ou mentale) d'au moins 66 %.

**La troisième catégorie** touche les ménages dont au moins une personne, domiciliée à la même adresse, bénéficie d'une des interventions suivantes de l'Office national des Pensions :

11. une allocation pour personnes handicapées suite à une incapacité permanente de travail d'au moins 65 %,
12. une garantie de revenus aux personnes âgées (GRAPA) ou du revenu garanti aux personnes âgées (RGPA),
13. une allocation pour l'aide d'une tierce personne.

**La quatrième catégorie** a trait aux locataires occupant un appartement situé dans un immeuble donné en location à des fins sociales et dont le chauffage au gaz naturel est assuré par une installation collective. Le tarif social ne s'applique, en l'occurrence ici, qu'au gaz naturel.

**La cinquième catégorie** (clients protégés exclusivement régionaux) concerne les personnes qui bénéficient :

14. d'une décision de guidance éducative de nature financière prise par un CPAS,
15. d'une médiation de dettes auprès d'un CPAS ou d'un centre de médiation de dettes agréé,
16. d'un règlement collectif de dettes,
17. du statut de client protégé régional conjoncturel (voir point ci-dessous).

#### **Élargissement des clients protégés régionaux dans le cadre de la crise sanitaire du COVID-19**

Afin d'aider et de protéger les personnes particulièrement touchées financièrement par la crise du COVID-19, ou disposant de revenus limités, et qui se trouvent en difficulté pour payer leur facture d'énergie, le Gouvernement wallon a défini en septembre 2020 une nouvelle catégorie de clients protégés régionaux : les **clients protégés régionaux conjoncturels**<sup>151</sup>, ou clients PRC.

L'octroi du statut de client protégé conjoncturel permet au client concerné de pouvoir notamment bénéficier d'une fourniture en électricité et/ou en gaz **au tarif social**. Le statut de client protégé conjoncturel est octroyé **pour une durée d'un an**. Durant cette période d'un an, le contrat avec le fournisseur commercial est suspendu et les clients protégés conjoncturels sont alimentés au tarif social par leur gestionnaire de réseau. En contrepartie, leur fournisseur leur demandera d'apurer leurs dettes via un plan de paiement. Après un an, la suspension du contrat prend fin et les clients seront à nouveau alimentés par leur fournisseur contractuel. Cette mesure est entrée en vigueur le 10 octobre 2020.

L'octroi du statut de client protégé conjoncturel sera possible jusqu'au 31 décembre 2021 (dans les limites des crédits budgétaires prévus par la Région wallonne) .

*Nombre de clients protégés :*

Au terme de l'année 2020, en Région wallonne, 191 338 clients **en électricité**, soit 11,6 % de l'ensemble des clients résidentiels alimentés en électricité en Wallonie, étaient considérés comme des clients protégés. Parmi ceux-ci, 91,5 % faisaient partie des catégories fédérales de clients protégés et 8,5 % relevaient des catégories de clients protégés exclusivement régionales.

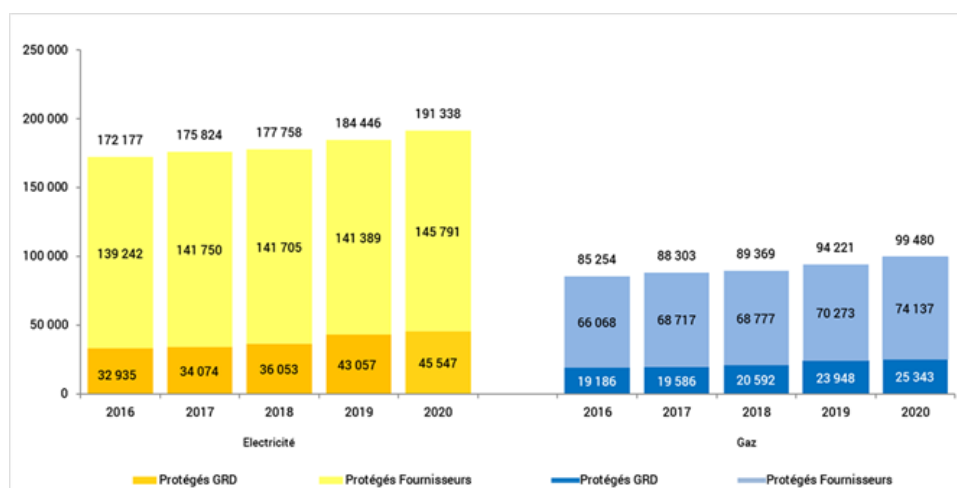
Le nombre total de clients protégés (fédéraux et régionaux) en électricité a augmenté de 3,6 % en 2020 par rapport au nombre total de clients protégés comptabilisés au terme de l'année 2019.

---

<sup>151</sup> Arrêté du Gouvernement wallon du 24 septembre 2020 établissant une catégorie de clients protégés conjoncturels en électricité et en gaz dans le cadre de la crise COVID-19.

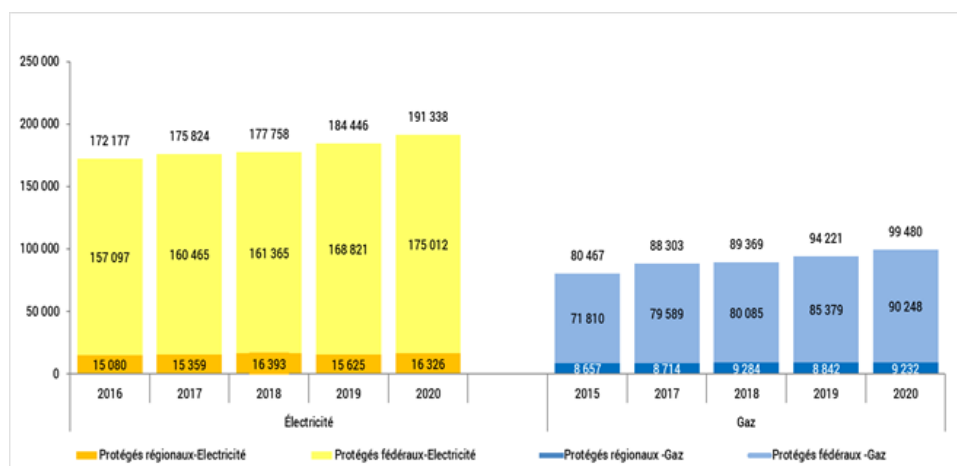
**En gaz**, 99 480 clients, soit 14,4 % du total des clients résidentiels alimentés en gaz en Wallonie étaient considérés comme des clients protégés. Parmi ceux-ci, 90,7 % appartenait à une catégorie fédérale de clients protégés et 9,3 % appartenait à une catégorie exclusivement régionale. Le nombre total de clients protégés alimentés en gaz a augmenté de 5,3% par rapport à l'année 2019. Le graphique ci-dessous présente une évolution du nombre de clients protégés en Région wallonne en les répartissant en fonction de l'acteur qui les alimente (fournisseurs commerciaux ou gestionnaires de réseau de distribution)

Figure 89 : Évolution du nombre de clients protégés en Région wallonne (répartition en fonction de l'acteur qui les alimente)



La figure 90 présente la répartition des clients protégés en fonction de la catégorie fédérale ou exclusivement régionale à laquelle ils appartiennent.

Figure 90 : Evolution du nombre de clients protégés (répartition en fonction de la catégorie régionale ou fédérale à laquelle ils appartiennent).

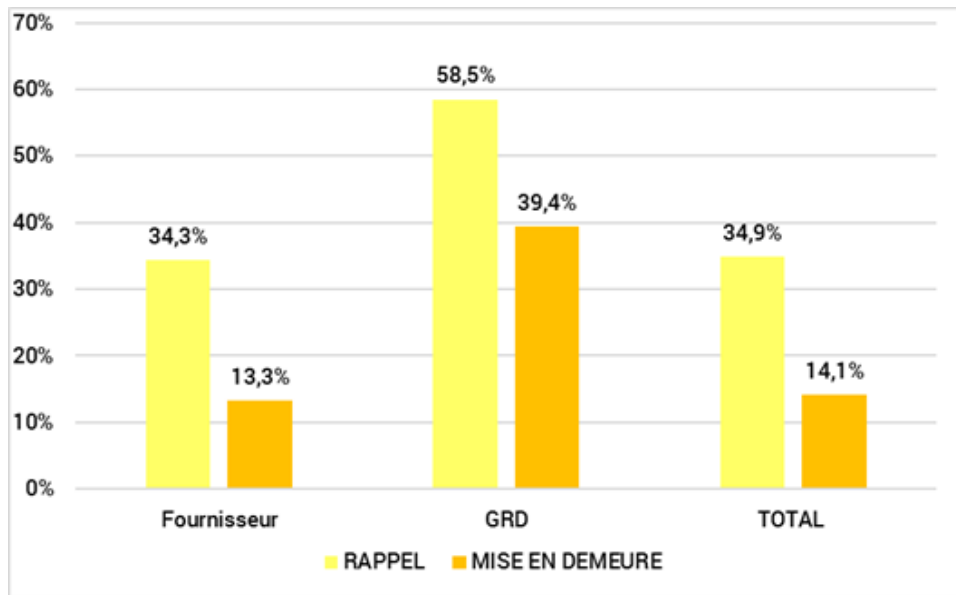


### Mise en demeure :

Dans le courant de l'année 2020, 34,9 % de l'ensemble des clients résidentiels wallons ont reçu au moins un courrier de rappel en électricité. Sur la même période, 14,1 % de la clientèle avait reçu au moins une mise en demeure.

Il faut noter, tant en électricité qu'en gaz que les pourcentages des clients protégés fournis par un GRD ayant reçu au moins un rappel et au moins une mise en demeure sont supérieurs à ceux observés pour les clients alimentés par un fournisseur commercial

Figure 91 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en électricité en 2020

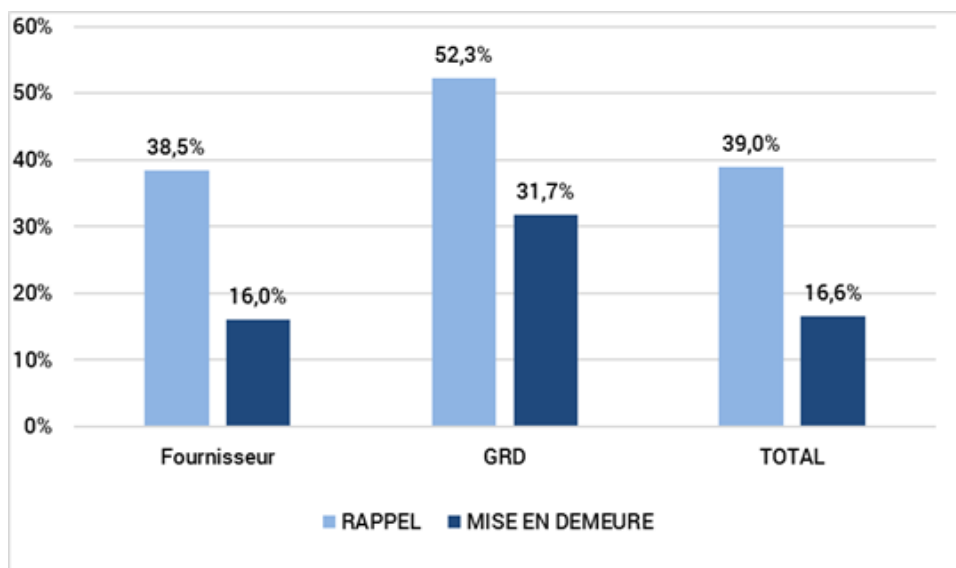


Étant donné que les clients gaz sont également clients pour l'électricité, et pour la plupart auprès du même fournisseur, la procédure de recouvrement est alors initiée pour les deux énergies, sans pouvoir distinguer de manière précise les situations de non-paiement spécifiques à l'un des deux vecteurs énergétiques

En 2020 près de 39,0 % du total de la clientèle résidentielle a reçu au moins un courrier de rappel en gaz. Sur la même période, près de 16,6 % du total des clients résidentiels en gaz ont reçu un courrier de mise en demeure.

Le graphique ci-dessous illustre ces informations.

Graphique 92 : Pourcentage de la clientèle résidentielle ayant reçu au moins un rappel/mise en demeure en gaz en 2020



### Plan de paiement :

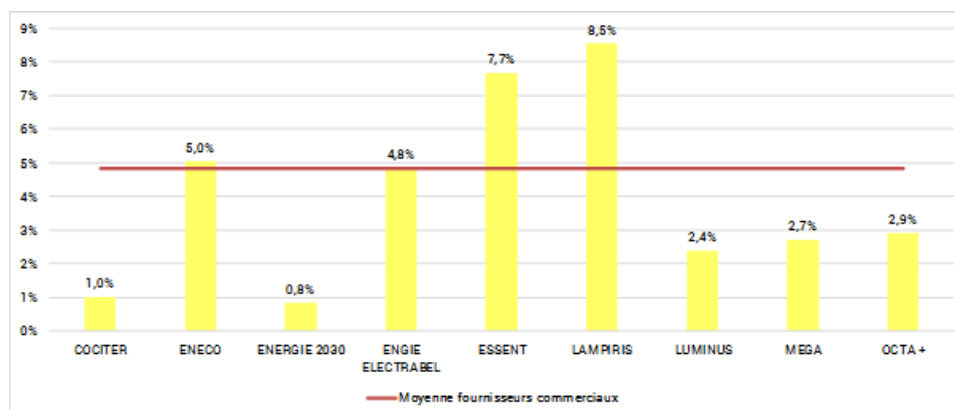
Comme précisé aux articles 29, 30 et 37 de l'AGW OSP électricité et 32, 33 et 39 de l'AGW OSP gaz, le client a la possibilité de se voir octroyer par son fournisseur un plan de paiement pour le règlement de ses factures.

Les fournisseurs sont généralement favorables à l'établissement de plans de paiement dont les conditions d'octroi dépendent principalement de l'historique de paiement du client auprès du fournisseur, du montant de la dette ou du stade de la procédure de défaut de paiement auquel il se trouve. Dans les cas où le plan de paiement a été négocié par l'intermédiaire du CPAS, les fournisseurs ont tendance à faire preuve de davantage de souplesse.

Soulignons que le décret-programme adopté par le Parlement wallon le 17 juillet 2018 et modifiant le décret électricité et le décret gaz impose aux fournisseurs d'inviter tout client mis en demeure suite à des difficultés de paiement à le contacter afin de lui proposer un plan de paiement raisonnable à et à l'informer de la possibilité de bénéficier d'un service de médiation de dettes ou d'un CPAS dans sa négociation. Ces dispositions sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2019.

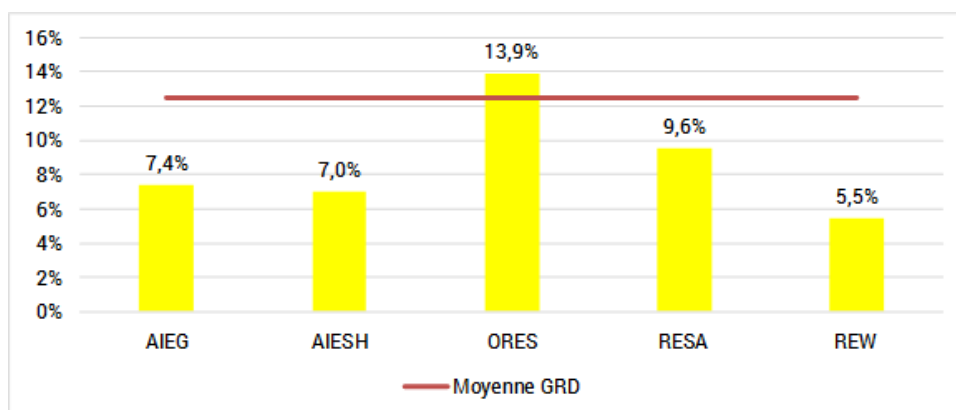
Au cours de l'année 2020, les fournisseurs et GRD (en tant que fournisseur social) ont octroyé au moins un plan de paiement à 83.228 clients actifs en électricité soit pour près de 5 % de l'ensemble de clients actifs en électricité.

Figure 93 : Pourcentage de clients actifs en électricité ayant reçu au moins un plan de paiement au cours de l'année 2020 (fournisseurs commerciaux)<sup>152</sup>



<sup>152</sup> La moyenne présentée pour l'électricité dans ce graphique est calculée à travers les fournisseurs dont les statistiques sociales étaient disponibles au moment de rédiger ce rapport : Cociter, Bolt, Eneco, Energie2030, Engie, Essent, Lampiris, Luminus, Mega, Octa+ et Watz. Bolt et Watz ne sont pas repris dans les graphiques car ils n'atteignent pas le nombre de clients minimum défini pour le rapport.

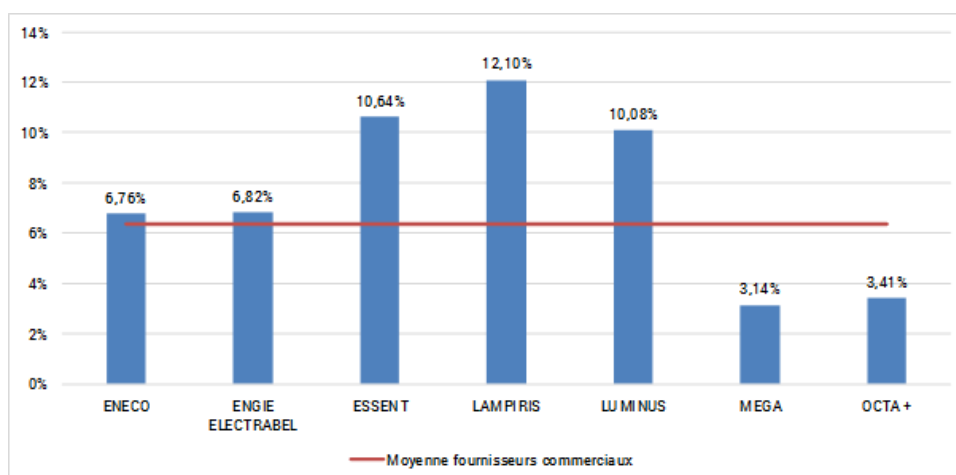
Figure 94 : Pourcentage de clients actifs en électricité ayant reçu au moins un plan de paiement au cours de l'année 2020 (GRD)



En gaz, 44.070 clients actifs se sont vu octroyer au moins un plan de paiement au cours de l'année 2020, soit près de 6,4% du total des clients actifs en gaz.

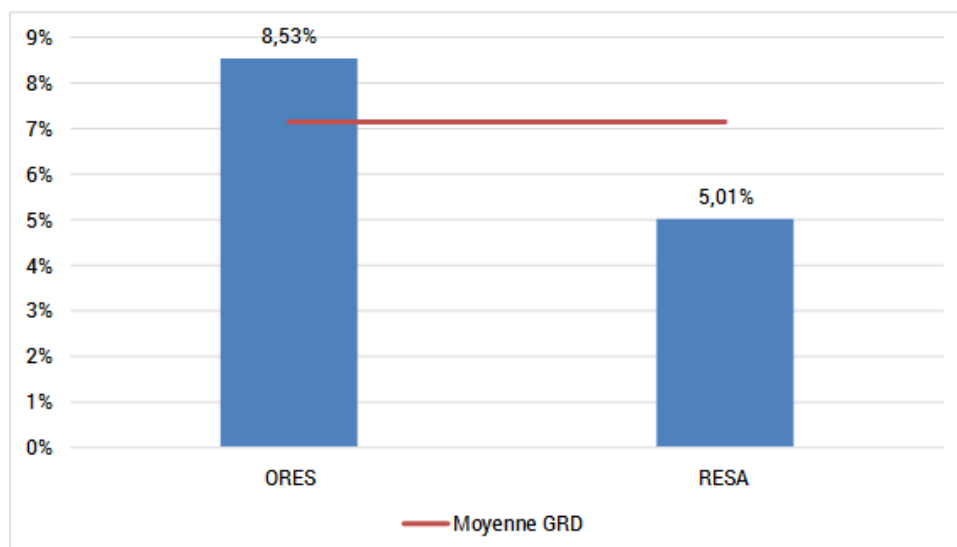
Comme pour l'électricité, on pourra constater que les politiques distinctes appliquées par les acteurs au niveau de l'octroi des plans de paiement font apparaître des résultats fort différents entre les acteurs.

Figure 95 : Pourcentage de clients actifs en gaz ayant reçu au moins un plan de paiement au cours de l'année 2020 (fournisseurs commerciaux)<sup>153</sup>



<sup>153</sup> a moyenne présentée pour le gaz dans ce graphique est calculée à travers les fournisseurs dont les statistiques sociales étaient disponibles au moment de rédiger ce rapport : Bolt, Eneco, Energie2030, Engie, Essent, Lampiris, Luminus, Mega,

Figure 96 : Pourcentage de clients actifs en gaz ayant reçu au moins un plan de paiement au cours de l'année 2020 (GRD)



*Compteur à budget :*

#### **En électricité**

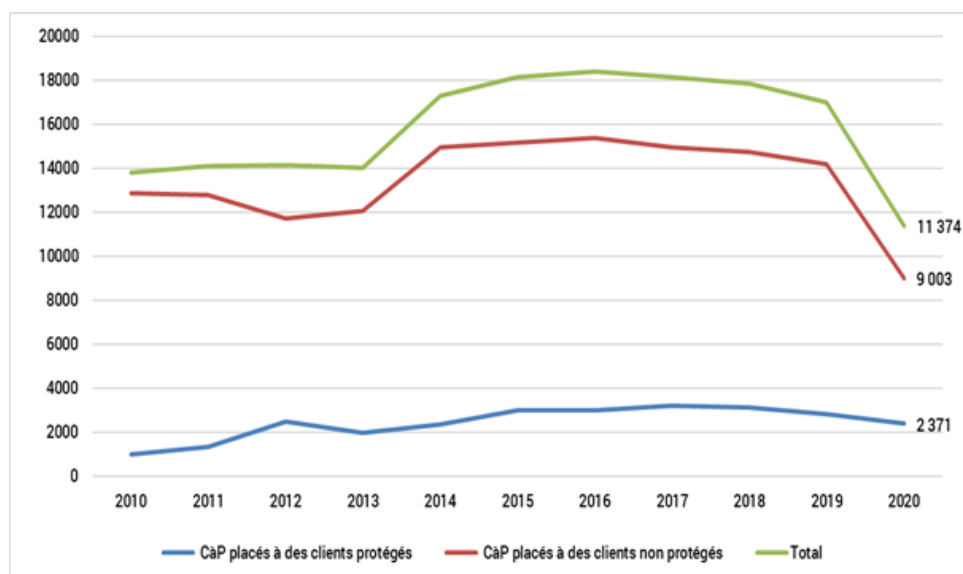
Le nombre total de **placements effectifs** de compteur à budget en électricité durant l'année 2020 s'élève à 11 374, soit **une diminution de 33,1 %** par rapport à l'année 2019. La diminution du nombre de placements est surtout marquée chez les clients non protégés (-36,7 %) et moins chez les clients protégés (- 15,4%)

Cette **diminution importante** du nombre de demandes et de placements trouve principalement son explication par le fait que le Gouvernement wallon a **suspendu** durant les **deux périodes de confinement** de l'année 2020 les demandes et les placements d'un compteur à budget auprès et par les GRD<sup>154</sup>.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du nombre de placements de compteurs à budget électricité sur les 10 dernières années en identifiant ceux placés auprès des clients protégés et des clients non protégés

<sup>154</sup> Cf. AGW du 18 mars 2020 et du 26 novembre 2020 précités. De plus amples informations sur les dispositions prévues par ces AGW sont précisées au point précédent.

Figure 97 : Évolution du nombre de placements de compteur à budget (électricité)



Fin 2020, quelques **4,2 %** de l'ensemble des clients résidentiels wallons disposaient d'un compteur à budget actif en électricité. Ce pourcentage est similaire à celui constaté pour l'année 2019. Le pourcentage **des clients protégés** équipés d'un compteur à budget actif s'élevait à la fin de l'année 2019 à **9,1%**, pourcentage inférieur à l'année 2019 où il s'élevait à 9,4 %,

Le montant de la dette moyenne en électricité au moment du **placement effectif du compteur à budget** pour l'ensemble des clients résidentiels<sup>155</sup> en 2020, soit **454 EUR**<sup>156</sup>, a diminué de 17,8 % par rapport à l'année 2019. Ce montant moyen est plus important pour les clients alimentés par un fournisseur commercial, où il s'élève à 468 EUR, que celui constaté pour les clients protégés alimentés par les gestionnaires de réseau de distribution, soit 302 EUR.

### En gaz

**Le nombre de compteurs à budget gaz effectivement placés** durant l'année 2020 diminue de 36 % par rapport à l'année précédente pour arriver à un total de 5 180 compteurs à budget gaz placés. Parmi ceux-ci, 4 070 ont été placés auprès de clients non protégés et 1 110 auprès de clients protégés. La diminution du nombre de compteurs à budget gaz placés en 2020 est plus importante chez les clients non protégés (-38,5 %) qu'auprès de clients protégés (-24,8 %).

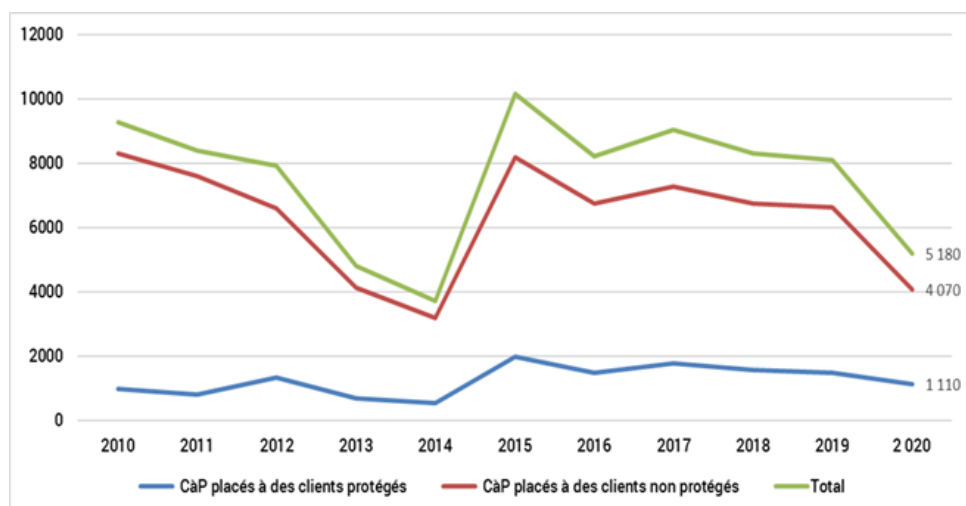
Les considérations sur la diminution du nombre de demandes et de placement d'un compteur à budget sont reprises dans le chapitre consacré à l'électricité trouvent également à s'appliquer pour le gaz. Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du nombre de placements de compteurs à budget gaz sur les dix dernières années en identifiant ceux placés auprès des clients protégés et des clients non protégés.

<sup>155</sup> Montant communiqué par les fournisseurs commerciaux pour les clients non protégés qu'ils alimentent et par les GRD pour les clients protégés qu'ils fournissent et qu'ils ont déclaré en défaut de paiement.

<sup>156</sup> Les GRD RESA et le REW n'ont placé aucun compteur à budget auprès des clients protégés qu'ils alimentent en 2020. Pour l'AIEG, l'AIESH, le nombre de clients protégés déclarés en défaut de paiement par le GRD qui se sont vu placer un compteur à budget en 2020 est inférieur à 10. Cette donnée est donc très fortement influencée par les chiffres communiqués par ORES



Figure 98 : Evolution du nombre de placements de compteur à budget (gaz)



Fin 2020, quelques 4,6 % de l'ensemble des clients résidentiels wallons disposent d'un compteur à budget actif en gaz. Le pourcentage des clients protégés équipés d'un compteur à budget actif en 2020 s'élevait à 8,7 % contre, 8,8 %, en 2019.

#### Coupures :

La législation wallonne prévoit certaines situations dans lesquelles des interruptions de la fourniture d'électricité ou de gaz d'un client résidentiel wallon sont autorisées moyennant le respect d'une procédure définie.

Il s'agit notamment des cas suivants :

- la coupure consécutive à un refus ou une absence du client lors du passage du GRD en vue de placer le compteur à budget ;
- la coupure consécutive à un déménagement problématique (MOZA) ;
- la coupure faisant suite à une fin de contrat ;
- la coupure faisant suite à une fraude prouvée ;
- la coupure faisant suite à la perte de statut de client protégé ;
- la coupure consécutive à l'omission de communiquer ses index par le client protégé qui a bénéficié d'une aide hivernale (uniquement en gaz).

Ces différentes situations sont précisées ci-dessous.

#### **Suspension des coupures dans le cadre de la crise sanitaire du COVID-19**

Comme indiqué précédemment, le Gouvernement wallon a pris, durant l'année 2020 deux arrêtés afin de limiter l'impact de la crise au niveau de l'approvisionnement en électricité et en gaz.

- l'arrêté du Gouvernement wallon<sup>157</sup> du 18 mars 2020 qui suspend notamment toutes les procédures de coupure (sauf pour des raisons de sécurité) entre le 1<sup>er</sup> mars et le 30 juin 2020.

<sup>157</sup> 18 mars 2020 – Arrêté du Gouvernement wallon portant sur des mesures d'urgence en matière de compteur à budget.

- l'arrêté du Gouvernement wallon<sup>158</sup> du 26 novembre 2020 qui prévoit également la suspension des procédures de coupure, sauf pour des raisons de sécurité, du 02 décembre jusqu'au 31 mars 2021 (mesure prolongée jusqu'au 30 juin 2021 ).

Comme l'illustrent les données présentées ci-après, ces deux arrêtés ont un impact sur la diminution importante du nombre de coupures qui ont eu lieu durant l'année 2020

### **En électricité**

En 2020, les GRD ont procédé à un total de 4 629 suspensions de la fourniture d'électricité. Le nombre total de coupures, toutes causes confondues, diminue de 34,5% en électricité en 2020 par rapport à l'année 2019. Les coupures pour refus de placement de compteur à budget ou consécutives à l'échec de la procédure de régularisation dans le cadre du MOZA constituent tant en électricité qu'en gaz, près de 90 % des cas de coupures sur l'année 2020.

- 48,9% des cas de suspension de l'alimentation d'électricité ont eu lieu suite à un refus de placement d'un compteur à budget, ou l'absence du client lors du passage du GRD en vue de placer le compteur à budget
- 40% des cas de suspension de l'alimentation d'électricité sont la conséquence de l'échec de la procédure prévue dans le cadre d'une demande de MOZA<sup>159</sup>
- 5,2% des situations de coupures en électricité ont eu lieu suite à une fraude constatée par le gestionnaire de réseau de distribution.
- 3,7% des cas font suite à la décision de la CLE de suspendre l'alimentation d'un client suite à la perte de statut protégé du client et à l'absence de réaction de ce dernier aux différentes sollicitations du GRD et du CPAS de trouver un nouveau fournisseur d'énergie (le GRD ne pouvant plus rester le fournisseur du client dans ce cas.)
- 2,2% des cas de suspension de l'alimentation font suite à l'absence de réaction du client dont le contrat est venu à échéance avec un fournisseur commercial et qui n'a entamé aucune démarche pour trouver un nouveau fournisseur d'énergie (hors cas présenté au point précédent)

### **En gaz**

Le nombre total de coupures en gaz pour l'année 2020 s'élève à 2 580. Le nombre total de coupures, toutes causes confondues, diminue de 33,7 % en gaz en 2020 par rapport à l'année 2019

- 57,6% des cas de suspension de l'alimentation d'électricité ont eu lieu suite à un refus de placement d'un compteur à budget, ou l'absence du client lors du passage du GRD en vue de placer le compteur à budget
- 35,3 % des cas de suspension de l'alimentation d'électricité sont la conséquence de l'échec de la procédure prévue dans le cadre d'une demande de MOZA<sup>160</sup>
- 3,4% des cas font suite à la décision de la CLE de suspendre l'alimentation d'un client suite à la perte de statut protégé du client et à l'absence de réaction de ce dernier aux différentes sollicitations du GRD et du CPAS de trouver un nouveau fournisseur d'énergie (le GRD ne pouvant plus rester le fournisseur du client dans ce cas.)

---

<sup>158</sup> Arrêté du Gouvernement wallon de pouvoirs spéciaux n° 57 du 26 novembre 2020 portant sur des mesures d'urgences en matière d'accès à l'énergie durant la crise COVID-19 et la période hivernale

<sup>159</sup> MOZA, du néerlandais : « *Move Out Zonder Afspraak* », littéralement traduit par « déménagement sans accord ».

<sup>160</sup> MOZA, du néerlandais : « *Move Out Zonder Afspraak* », littéralement traduit par « déménagement sans accord ».

- 2,2% des situations de coupures en électricité ont eu lieu suite à une fraude constatée par le gestionnaire de réseau de distribution.
- 1,5 % des cas de suspension de l'alimentation font suite à l'absence de réaction du client dont le contrat est venu à échéance avec un fournisseur commercial et qui n'a entamé aucune démarche pour trouver un nouveau fournisseur d'énergie (hors cas précisés au point précédent)

#### 4.1.1.4. Région Bruxelles-Capitale

##### *Cadre légal des OSP:*

Seuls les fournisseurs ayant reçu une autorisation régionale peuvent fournir aux clients bruxellois du gaz et de l'électricité. Ces fournisseurs agréés par la Région de Bruxelles-Capitale doivent respecter certaines obligations légales vis-à-vis de leurs clients.

Des dispositions particulières pour les ménages en situation d'endettement et de précarité sont également prévues. Concrètement les fournisseurs sont tenus de :

- faire offre à tout client bruxellois qui le demande (sauf si le client a déjà une dette historique auprès du fournisseur sollicité) ;
- appliquer des tarifs clairs et transparents et ainsi permettre la comparaison entre fournisseurs, mais aussi entre l'offre et le prix réellement payé ;
- proposer des contrats d'une durée minimale de 3 ans, mais auxquels le client peut mettre fin à tout moment, après 1 mois de préavis ;
- disposer d'un service à la clientèle et d'un service de traitement des plaintes.

Tout client résidentiel en Région Bruxelloise en situation d'endettement vis-à-vis de son fournisseur peut bénéficier, à sa demande, du statut de client protégé s'il :

- bénéficie du tarif social spécifique ;
- est en médiation de dettes avec un centre de médiation agréé ou un centre de règlement collectif de dettes.

La protection du client protégé consiste en :

- une suspension du contrat du client avec son fournisseur de base ;
- le transfert du client vers le fournisseur de dernier ressort (Sibelga) qui est obligé de fournir temporairement le client en gaz et/ou en électricité au tarif social.

Il est à noter que la fourniture de dernier ressort agit comme une bouée de sauvetage et non pas comme une solution permanente.

Si le client n'apure pas ses dettes vis-à-vis de son fournisseur de base et qu'il ne paie pas non plus le fournisseur de dernier ressort, ses fournitures peuvent être coupées sur base d'une décision du Juge de Paix.

Si le client éteint ses dettes auprès de son fournisseur de base, il retourne chez ce dernier et son contrat de base reprend ses effets.

Les OSP à caractère social sont imputées sur le tarif de réseau. Le prélèvement se fait par kilowattheure à charge des consommateurs basse tension. Les recettes générées sont mises en équilibre avec les coûts, de sorte que ce soit neutre pour le gestionnaire de réseau.

Tableau 56 : Récapitulatif des charges «Électricité»

	Charges		Financement
	Budget 2020	Réalisé 2020	Tarif Gridfee
Pose et enlèvement de limiteurs	2.790.351 €	2.235.244 €	2.235.244 €
Activité clients protégés	2.007.945 €	1.277.926 €	1.277.926 €
Éclairage public	31.564.933 €	24.860.041 €	24.860.041 €
<i>Construction</i>	16.430.251 €	12.174.683 €	12.174.683 €
<i>Entretien &amp; dépannage</i>	5.225.717 €	5.043.171 €	5.043.171 €
<i>Consommation d'électricité</i>	7.412.964 €	6.789.861 €	6.789.861 €
<i>Projets EP</i>	2.496.000 €	852.325 €	852.325 €
Suivi / Ombudsman	388.120 €	393.166 €	393.166 €
Foires & festivités	88.628 €	124.923 €	124.923 €
End of Contract résidentiel	227.406 €	105.199 €	105.199 €
Bornes électriques en voirie	907.402 €	0 €	0 €
<b>TOTAL programme</b>	<b>37.974.785 €</b>	<b>28.996.499 €</b>	<b>28.996.499 €</b>
		76%	100%

Tableau 57 : Récapitulatif des charges «Gaz»

	Charges		Financement
	Budget 2020	Réalisé 2020	Tarif Gridfee
Activité clients protégés	1.277.013 €	982.467 €	982.467 €
Sécurité installations intérieures	713.329 €	601.897 €	601.897 €
Pose pastille gaz	75.246 €	22.301 €	22.301 €
Suivi / Ombudsman	208.988 €	211.705 €	211.705 €
Conversion gaz pauvre > gaz riche	809.300 €	396.671 €	396.671 €
End of Contract résidentiel	52.211 €	55.955 €	55.955 €
<b>TOTAL programme</b>	<b>3.136.087 €</b>	<b>2.270.996 €</b>	<b>2.270.996 €</b>
		72%	100%

#### Mise en demeure :

Par rapport à 2019, les tendances enregistrées en 2020 restent relativement stables, mais confirment que la précarité énergétique s'installe en Région Bruxelles-Capitale. En électricité, les chiffres indiquent que 39 % des ménages bruxellois ont reçu un rappel de leur facture et 16 % une mise en demeure. Concernant le gaz, 42 % des ménages ont reçu un rappel de leur facture et 18 % une mise en demeure. Une analyse détaillée de ces données confirme que les petites dettes et celles des clients inactifs augmentent.

#### Clients protégés et limiteurs de puissance :

« À défaut de paiement sept jours après réception de la mise en demeure, le fournisseur peut entamer la procédure de placement du limiteur de puissance. » Art. 25sexies § 1er de l'ordonnance électricité.

L'alimentation minimale ininterrompue est fixée à une puissance à 2.300 W. Un dépassement de cette limite entraîne le déclenchement du disjoncteur.

#### Nombre de limiteurs :

Un constat peut rapidement être établi : le nombre de ménages placés sous limiteur de puissance a régulièrement augmenté jusqu'en 2012, puis s'est stabilisé aux alentours de 21.000 jusqu'à la fin 2015 suivi d'une brusque augmentation en 2016, pour atteindre finalement un plafond aux alentours de 27.000 depuis 2017. Cela signifie qu'environ 5,5 % des ménages résidentiels se retrouvent sous limiteur de puissance au 31 décembre 2020.

Figure 99 : Nombre de limiteurs de puissance couvrant la période 2011 – 2020 (photo au 31/12 de chaque année)

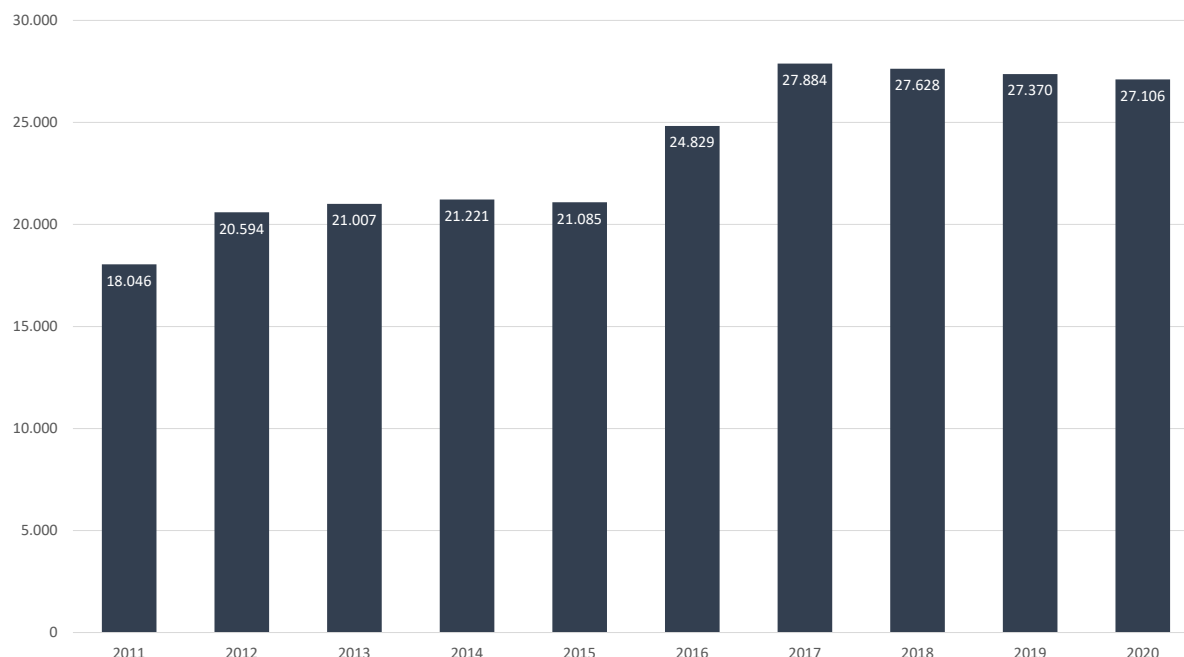


Tableau 58 : Enlèvement des limiteurs – délais et pourcentages

Année	Nbre de demandes de placement par les fournisseurs	Nbre de limiteurs branchés au cours de l'année	Nbre de limiteurs débranchés au cours de l'année	Nbre d'augmentation de puissance de limiteurs	Nbre de limiteurs rebranchés après plus de 30 jours
2020	17.877	11.325	11.600	4	1.795

BRUGEL constate que 84,5 % des limiteurs placés ont une capacité de 2.300 W et que 11,9 % des ménages ont un limiteur de puissance supérieure (4.600 W). Rappelons que seuls les CPAS, suite à enquête sociale, peuvent demander l'augmentation de la puissance et ce, pour une période limitée selon l'ordonnance électricité à six mois. Un client protégé sur deux bénéficie d'un limiteur de 4.600 W. Ceci peut s'expliquer, comme évoqué dans les rapports précédents, d'une part, par une proximité plus importante de ménages protégés avec les CPAS, et donc une connaissance des dispositions de l'ordonnance plus répandue que chez les clients résidentiels non protégés ; rappelons qu'en moyenne 50 % des clients protégés obtiennent la protection via le CPAS ; d'autre part, l'augmentation de puissance est demandée suite à une enquête sociale, déjà effectuée pour les clients protégés par le CPAS. Les clients non protégés peuvent percevoir négativement cette « intrusion » dans leur intimité familiale et renoncer à cette procédure.

Par ailleurs, 3,6 % des ménages résidentiels se contentent d'un limiteur de 1.380 W, contre 3,8 % en 2019, 4,2 % en 2018, 5,5 % en 2017, 6,4% en 2016, 8,3 % en 2015, et 10 % en 2014 et ce, malgré l'information diffusée par SIBELGA et le droit à un limiteur plus puissant consacré par la modification de l'ordonnance en 2011.

Toute demande de placement d'un limiteur effectuée par le fournisseur doit être accompagnée d'une communication au CPAS de la commune du ménage. Le CPAS peut effectuer une enquête sociale et présenter un plan de paiement au fournisseur. Concrètement, les CPAS n'ont ni les ressources, ni le temps nécessaire pour effectuer une enquête auprès de toutes les personnes reprises sur ces listings. Néanmoins, ces données sont rapidement analysées et répertoriées. Elles permettent aux travailleurs sociaux de porter leur attention, en premier lieu, sur les ménages « connus », car déjà pris en charge par leurs services. Seuls cinq à dix pour cent des ménages repris dans les listings communiqués par les fournisseurs seront suivis par les cellules Énergie des CPAS.

## 4.1.2. Consommateurs vulnérables

### 4.1.2.1. Définition du «consommateur vulnérable»

#### 4.1.2.1.1. Niveau fédéral

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2017, page 136/152.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

#### 4.1.2.1.2. Région flamande

Dans la région flamande la notion «client protégé/consommateur vulnérable» est la même qu'au niveau fédéral.

#### 4.1.2.1.3. Région wallonne

En Région wallonne la notion de « client protégé/consommateur vulnérable » est complétée par 3 catégories supplémentaires par rapport à la définition fédérale. Ces catégories supplémentaires sont les personnes (ou toute personne vivant chez le demandeur) bénéficiaires :

- d'une décision de guidance éducative de nature financière auprès du CPAS;
- d'une médiation de dettes auprès d'un CPAS ou d'un centre de médiation de dettes agréé;
- d'un règlement collectif de dettes. Pour plus de détails, le lecteur est invité à consulter le point 4.1.1.3 du présent rapport.
- Afin d'aider et de protéger les personnes particulièrement touchées financièrement par la crise du COVID-19, ou disposant de revenus limités, et qui se trouvent en difficulté pour payer leur facture d'énergie, le Gouvernement wallon a défini en septembre 2020 une nouvelle catégorie de clients protégés régionaux : les **clients protégés régionaux conjoncturels**<sup>161</sup> ou clients PRC<sup>162</sup>.

#### 4.1.2.1.4. Région Bruxelles-Capitale

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2020, page 191/213.

### 4.1.2.2. Tarif social

#### 4.1.2.2.1. Niveau fédéral

Les consommateurs vulnérables bénéficient d'un tarif social dont le montant est fixé par la CREG tous les 3 mois, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2020. Précédemment, la CREG en fixait le montant tous les 6 mois. Exprimé en €/kWh, ce tarif avantageux est identique chez tous les fournisseurs et tous les GRD (intercommunale ou régie). De manière simplifiée, le tarif social est égal à l'offre commerciale (parmi les fournisseurs) la plus avantageuse augmenté avec le tarif de distribution du GRD le plus bas.

---

<sup>161</sup> Arrêté du Gouvernement wallon du 24 septembre 2020 établissant une catégorie de clients protégés conjoncturels en électricité et en gaz dans le cadre de la crise COVID-19.

<sup>162</sup> La mesure est entrée en vigueur le 10 octobre 2020.

Le résultat calculé pour l'électricité, majoré des taxes et prélèvements applicables (à savoir la cotisation fédérale, la redevance de raccordement en Wallonie et la cotisation fonds énergie en Flandre), est plafonné lorsque :

- il est supérieur de plus de 10 % au tarif social de la période précédente.
- il est supérieur de plus de 20 % à la moyenne des tarifs sociaux des quatre trimestres précédents.

Le plafonnement implique que le tarif social est limité au niveau du plus bas de ces deux plafonds.

Le résultat calculé pour le gaz naturel, majoré des taxes et prélèvements applicables (à savoir la cotisation fédérale et la redevance de raccordement en Wallonie), est plafonné lorsque :

- il est supérieur de plus de 15 % au tarif social de la période précédente.
- il est supérieur de plus de 25 % à la moyenne des tarifs sociaux des quatre trimestres précédents.

Le plafonnement implique que le tarif social est limité au niveau du plus bas de ces deux plafonds.

Tableau 59 : Tarif social électricité pour la période de février 2020 à juin 2020 inclus

		hors TVA	TVA 21% comprise
<b>TARIF SOCIAL MONOORAIRE</b>			
Composante énergie (c€/kWh)		5,714	6,914
Composante distribution (c€/kWh)		7,983	9,659
Composante transport (c€/kWh)		2,025	2,450
<b>Total (c€/kWh)</b>		<b>15,722</b>	<b>19,023</b>

		hors TVA	TVA 21% comprise
<b>TARIF SOCIAL BIHOAIRE</b>			
<b>Jour</b>	Composante énergie (c€/kWh)	6,628	8,020
	Composante distribution (c€/kWh)	7,983	9,659
	Composante transport (c€/kWh)	2,025	2,450
	<b>Total (c€/kWh)</b>	<b>16,636</b>	<b>20,129</b>
<b>Nuit</b>	Composante énergie (c€/kWh)	5,069	6,133
	Composante distribution (c€/kWh)	5,694	6,890
	Composante transport (c€/kWh)	2,025	2,450
	<b>Total (c€/kWh)</b>	<b>12,788</b>	<b>15,473</b>

		hors TVA	TVA 21% comprise
<b>TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT</b>			
Composante énergie (c€/kWh)		5,069	6,133
Composante distribution (c€/kWh)		2,273	2,750
Composante transport (c€/kWh)		1,810	2,190
<b>Total (c€/kWh)</b>		<b>9,152</b>	<b>11,073</b>

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses. Les clients protégés fédéraux sont exonérés de cotisation énergie.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information. Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 60 : Tarif social électricité pour la période de juillet 2020 à septembre 2020 inclus

	hors TVA	TVA 21% comprise
<b>TARIF SOCIAL MONOORAIRE</b>		
Composante énergie (c€/kWh)	3,262	3,947
Composante distribution (c€/kWh)	7,792	9,428
Composante transport (c€/kWh)	2,030	2,456
<b>Total (c€/kWh)</b>	<b>13,084</b>	<b>15,831</b>

	hors TVA	TVA 21% comprise
<b>TARIF SOCIAL BIHOAIRE</b>		
<b>Jour</b>		
Composante énergie (c€/kWh)	3,626	4,387
Composante distribution (c€/kWh)	7,792	9,428
Composante transport (c€/kWh)	2,030	2,456
<b>Total (c€/kWh)</b>	<b>13,448</b>	<b>16,271</b>
<b>Nuit</b>		
Composante énergie (c€/kWh)	2,998	3,628
Composante distribution (c€/kWh)	5,892	7,129
Composante transport (c€/kWh)	2,030	2,456
<b>Total (c€/kWh)</b>	<b>10,920</b>	<b>13,213</b>

	hors TVA	TVA 21% comprise
<b>TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT</b>		
Composante énergie (c€/kWh)	3,495	4,229
Composante distribution (c€/kWh)	2,070	2,505
Composante transport (c€/kWh)	1,920	2,323
<b>Total (c€/kWh)</b>	<b>7,485</b>	<b>9,057</b>

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses. Les clients protégés fédéraux sont exonérés de la cotisation énergie.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information. Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.

Tableau 61 : Tarif social gaz pour la période d'octobre 2020 à décembre 2020 inclus

	hors TVA	TVA 21% comprise
<b>TARIF SOCIAL MONOORAIRE</b>		
Composante énergie (c€/kWh)	3,601	4,357
Composante distribution (c€/kWh)	7,792	9,428
Composante transport (c€/kWh)	2,030	2,456
<b>Total (c€/kWh)</b>	<b>13,423</b>	<b>16,241</b>

	hors TVA	TVA 21% comprise
<b>TARIF SOCIAL BIHOAIRE</b>		
<b>Jour</b>		
Composante énergie (c€/kWh)	4,047	4,897
Composante distribution (c€/kWh)	7,792	9,428
Composante transport (c€/kWh)	2,030	2,456
<b>Total (c€/kWh)</b>	<b>13,869</b>	<b>16,781</b>
<b>Nuit</b>		
Composante énergie (c€/kWh)	3,287	3,977
Composante distribution (c€/kWh)	5,892	7,129
Composante transport (c€/kWh)	2,030	2,456
<b>Total (c€/kWh)</b>	<b>11,209</b>	<b>13,562</b>

	hors TVA	TVA 21% comprise
<b>TARIF SOCIAL EXCLUSIF DE NUIT</b>		
Composante énergie (c€/kWh)	4,231	5,120
Composante distribution (c€/kWh)	2,070	2,505
Composante transport (c€/kWh)	1,920	2,323
<b>Total (c€/kWh)</b>	<b>8,221</b>	<b>9,948</b>

NB: Ces tarifs ne comprennent pas les éléments suivants : cotisation fédérale, redevance de raccordement (Wallonie) et cotisation fonds énergie (Flandre). Les autres taxes relatives aux tarifs de réseaux sont incluses.

Les données par composante sont uniquement communiquées à titre d'information. Il est recommandé de reprendre seulement le tarif total sur la facture du client.



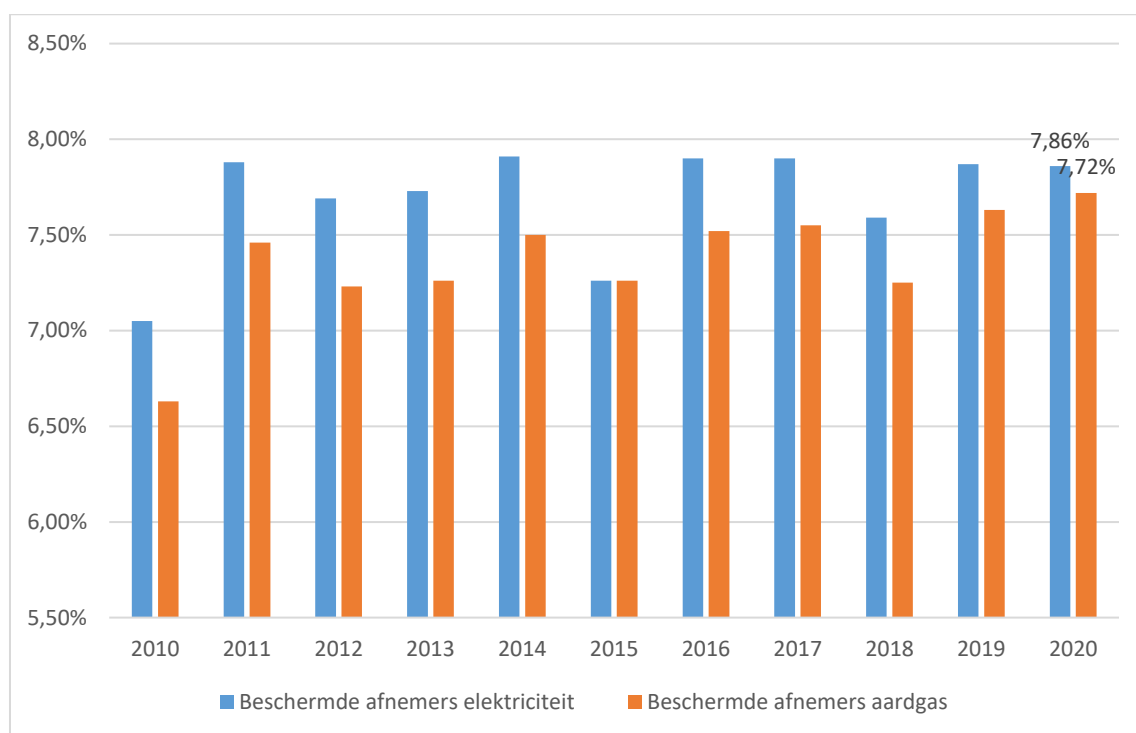
#### 4.1.2.2.2. Région flamande

Au total, **7,86% des clients d'électricité** et **7,72% des clients de gaz naturel** avaient le statut de client protégé au 31 décembre 2020. Cela signifie qu'ils ont droit au prix maximal social chez chaque fournisseur. Concrètement, cela concerne 217 264 clients résidentiels pour l'électricité et 146 323 clients résidentiels pour le gaz naturel. Le tableau 62 et la figure 100 montrent que le nombre de clients protégés sur le marché commercial de l'énergie a de nouveau augmenté par rapport à l'année précédente. En termes relatifs, la part des clients protégés est restée pratiquement inchangée. Pour les gestionnaires de réseaux de distribution, le nombre de clients protégés dans leur portefeuille a augmenté en termes absolus et relatifs.

Tableau 62 : Evolution du nombre de clients protégés sur le marché commercial (en valeur absolue et négative)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Electricité	182.031	204.076	200.060	202.277	208.930	204.939	211.024	212.534	205.728	214.921	<b>217.264</b>
en %	7,05%	7,88%	7,69%	7,73%	7,91%	7,26%	7,90%	7,90%	7,59%	7,87%	<b>7,86%</b>
Gaz naturel	102.475	118.179	117.107	120.346	127.258	125.960	132.753	135.958	133.048	141.664	<b>146.323</b>
en %	6,63%	7,46%	7,23%	7,26%	7,50%	7,26%	7,52%	7,55%	7,25%	7,63%	<b>7,72%</b>

Figure 100 : Evolution du nombre de clients protégés sur le marché commercial



Depuis juillet 2009, ce droit est octroyé automatiquement, alors qu'auparavant, tous les ayants droit n'avaient pas connaissance de cet avantage et n'en faisaient donc pas la demande. Les fournisseurs d'énergie communiquent ces données sur la base de listes qu'ils reçoivent du SPF Economie. Selon le SPF Economie, dans la plupart des cas, le tarif maximum social est octroyé automatiquement.

La CREG suit également l'évolution du nombre de clients protégés dans ses tableaux de bord mensuels sur le site web<sup>163</sup>. Les chiffres d'avril 2021 montrent qu'en Flandre, 229 711 clients ont droit au tarif maximum social sur le marché de détail, soit 8,41% du nombre total de clients. En supposant que chaque client protégé dispose d'un raccordement électrique et que certains des clients protégés sont également approvisionnés par le gestionnaire du réseau de distribution, cela correspond à nos résultats. Si nous examinons les tableaux de bord d'il y a un an, nous constatons également une nette augmentation par rapport à l'an dernier. En avril 2020, 215 577 ou 7,89 % des clients résidentiels étaient protégés. Il est donc possible que la part des clients protégés ait augmenté tant sur le marché commercial que sur le segment des gestionnaires de réseau de distribution. Nous prévoyons également une augmentation notable de ce nombre de clients protégés pour l'année de fourniture 2021 étant donné que, comme mentionné précédemment, les catégories des ayants droit au prix maximum social ont été élargies pour inclure les personnes ayant droit à une intervention majorée.

#### 4.1.2.2.3. *Région wallonne*

En Région wallonne, tous les clients protégés ont droit au tarif social.

Au terme de l'année 2020, en Région wallonne, 191 338 clients **en électricité**, soit 11,6 % de l'ensemble des clients résidentiels alimentés en électricité en Wallonie, étaient considérés comme des clients protégés. Parmi ceux-ci, 91,5 % faisaient partie des catégories fédérales de clients protégés et 8,5 % relevaient des catégories de clients protégés exclusivement régionales.

Le nombre total de clients protégés (fédéraux et régionaux) en électricité a augmenté de 3,6 % en 2020 par rapport au nombre total de clients protégés comptabilisés au terme de l'année 2019.

**En gaz**, 99 480 clients, soit 14,4 % du total des clients résidentiels alimentés en gaz en Wallonie étaient considérés comme des clients protégés. Parmi ceux-ci, 90,7 % appartenaient à une catégorie fédérale de clients protégés et 9,3 % appartenaient à une catégorie exclusivement régionale.

Le nombre total de clients protégés alimentés en gaz a augmenté de 5,3% par rapport à l'année 2019.

Seuls les clients protégés régionaux qui ont fait le choix de rester chez un fournisseur commercial ne peuvent pas bénéficier du tarif social. Leur nombre est très restreint.

Pour plus de détails, le lecteur est invité à consulter le point 4.1.1.3 du présent rapport.

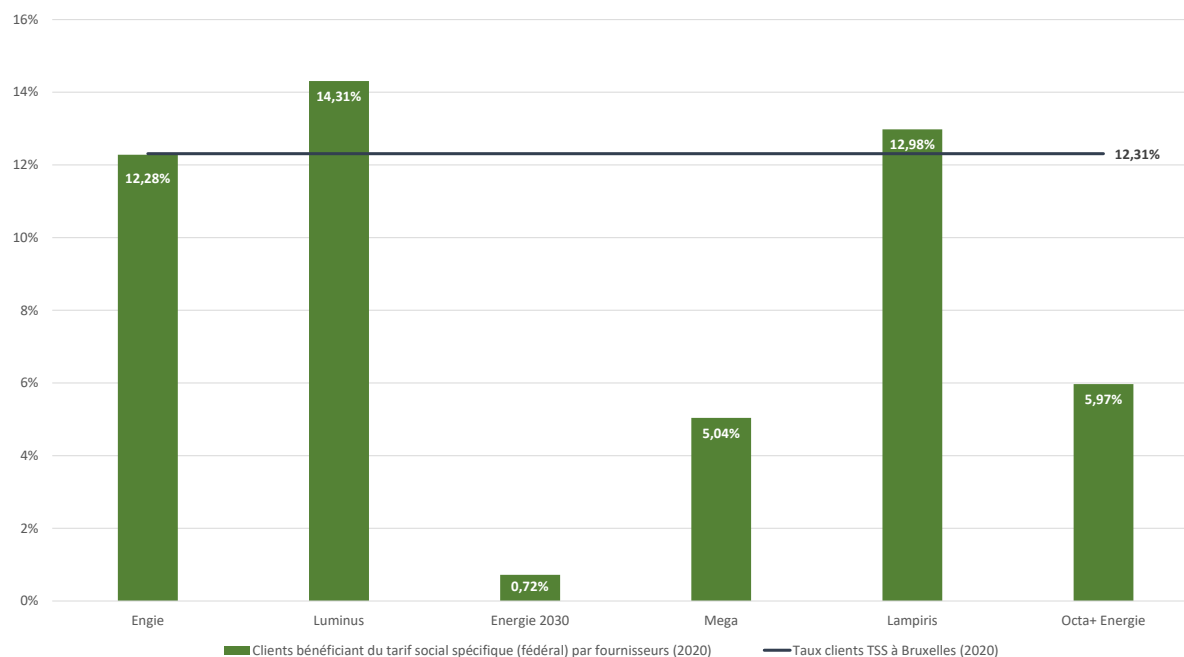
#### 4.1.2.2.4. *Région Bruxelles-Capitale*

En 2020, 12,31 % de la population bénéficie du tarif social fédéral, soit environ 62.000 ménages.

---

<sup>163</sup> <https://www.creg.be/fr/professionnels/fonctionnement-et-monitoring-du-marche/tableau-de-bord-infographies-et-note>

Figure 101 : Répartition de la clientèle bénéficiant du tarif social par fournisseurs en % en Région Bruxelles-Capitale(E)



### 4.1.3. Informations aux consommateurs

#### 4.1.3.1. Niveau fédéral

En 2020, la CREG a continué à informer le consommateur, en particulier des prix et de leur évolution, au travers notamment :

- de l'étude annuelle sur l'évolution des composantes des prix de l'électricité et du gaz naturel<sup>164</sup> ;
- du monitoring des prix du marché de l'énergie pour les ménages et les petits consommateurs professionnels<sup>165</sup> ;
- de l'étude sur la fourniture des grands clients industriels en Belgique en 2019 qui a pour objectif d'améliorer la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels<sup>166</sup> ;
- des infographies<sup>167</sup> et tableaux de bord mensuels électricité et gaz naturel ;
- de la publication mensuelle des cotations gaz TTF101, TTF103 et ZTP101<sup>168</sup> ;

<sup>164</sup> Etude (F)2071 du 9 avril 2020 relative aux composantes des prix de l'électricité et gaz naturel.

<sup>165</sup> Etude (F)2137 du 22 octobre 2020 monitoring annuel des prix du marché de l'électricité et du gaz pour les ménages et les petits consommateurs professionnels.

<sup>166</sup> Etude (F)2097 du 9 juillet 2020 sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2019.

<sup>167</sup> Disponibles sur <https://www.creg.be/fr/consommateurs/prix-et-tarifs/infographies>

<sup>168</sup> Disponibles sur <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Tarifs/GasQuotations-FR.pdf>

- de l'analyse de l'impact de la crise du coronavirus sur les marchés de gros belges de l'électricité et du gaz naturel<sup>169</sup> ;
- de l'étude de la composition des portefeuilles de produits des différents fournisseurs présents sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages<sup>170</sup> ;
- de la publication des chiffres clés de 2019, à savoir les principaux tableaux et graphiques sur les capacités installées et la production d'électricité en Belgique, les sources des flux de gaz naturel, l'évolution de la consommation de gaz naturel, les prix sur les marchés de gros et l'évolution des factures moyennes d'électricité et de gaz naturel des ménages belges;
- de la note sur l'aperçu semestriel du marché belge de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et évolution des prix par région<sup>171</sup> ;
- du traitement des questions et plaintes qui lui sont adressées.

Par le lancement du CREG scan en février 2017, destiné aux particuliers, aux PME et aux indépendants, avec une consommation maximale de 50 000 kWh/an pour l'électricité et/ou de 100 000 kWh/an pour le gaz naturel, la CREG a souhaité offrir au consommateur un outil unique et pratique lui permettant de comparer son contrat (dormant ou actif) en six clics avec l'offre actuelle du marché. Cette comparaison n'est pas possible sur les autres comparateurs de prix, car seule l'offre actuelle y est présentée. Fin 2019, la CREG lançait une campagne de sensibilisation au CREG Scan. Depuis, plus de 170 000 consommateurs ont comparé leur contrat d'énergie via le CREG Scan. Une campagne Facebook et Google AD a également eu des résultats importants en 2020. Fin 2020, la CREG a également réalisé des vidéos explicatives sur les contrats d'électricité et de gaz naturel. L'une d'elles (« Est-ce que vous payez trop cher votre électricité et votre gaz naturel ? ») explique le fonctionnement du CREG Scan. Au total, le CREG Scan a comparé en 2020 15 031 produits (actifs et dormants), là où les autres comparateurs de prix ne prennent en compte que les 715 produits actifs sur le marché. De plus en plus de Belges utilisent le CREG Scan, mais les chiffres montrent qu'il reste encore beaucoup à faire avant que chaque ménage et chaque PME bénéficient des prix les plus avantageux. Voilà pourquoi la CREG lance régulièrement des campagnes de sensibilisation au CREG Scan via les médias, les réseaux sociaux et son site web.

#### 4.1.3.2. Région flamande

Dans les articles 6.4.23 et 6.4.25 de l'Arrêté sur l'Energie, les fournisseurs sont obligés de mentionner sur la facture la consommation d'électricité/de gaz annuelle au cours des trois dernières années. Les règlements techniques stipulent à ce sujet que chaque consommateur a le droit de recevoir du GRD au maximum une fois par an sans charge un aperçu de sa consommation des trois dernières années. Le consommateur peut aussi autoriser un fournisseur de services énergétiques ou un agrégateur de recevoir cette information.

Si le fournisseur ne dispose pas des données visées aux art. 6.4.23 et 6.4.25 de l'Arrêté, il se les fait communiquer par le GRD d'électricité.

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

---

<sup>169</sup> Etude (F)2165 du 17 décembre 2020 composition des portefeuilles de produits par fournisseur et potentiel d'économies pour les particuliers sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>170</sup>

<sup>171</sup> Note (Z)2151 du 3 décembre 2020 – Aperçu semestriel du marché belge de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels et évolutions des prix par région.

#### 4.1.3.3. Région wallonne

Cette section n'appelle aucun commentaire particulier pour l'année 2020.

Le régulateur du marché wallon de l'électricité et du gaz, la CWaPE, met à la disposition des consommateurs wallons un certain nombre d'outils et d'informations en vue de leur présenter une analyse objective de l'évolution des prix dans le marché de l'énergie mais également de les aider, en cas de changement de produit ou de fournisseur, à poser un choix éclairé parmi les très nombreuses offres proposées par les fournisseurs commerciaux.

##### **Le comparateur tarifaire**

La CWaPE propose sur son site un outil informatique, le CompaCWaPE, qui permet de comparer les différents produits présentés par les fournisseurs de gaz et d'électricité, tant au niveau du prix que des services proposés. Les clients résidentiels et petits professionnels wallons peuvent réaliser une simulation personnalisée, consulter et comparer la liste des produits proposés et les détails des offres sélectionnées (un maximum de 3 offres à la fois). Le comparateur présente les produits gaz et électricité des fournisseurs actifs dans le segment résidentiel et petits professionnels en Région wallonne qui envoient les détails de leurs produits à la CWaPE, sur base volontaire.

En 2020, le CompaCWaPE a enregistré en moyenne 7 551 visiteurs par mois, ce qui reste stable par rapport au nombre moyen de visiteurs constaté en 2019

##### **Les indicateurs de performance**

En complément du comparateur tarifaire qui se focalise sur les prix des différents produits offerts par les fournisseurs commerciaux, la CWaPE a développé des indicateurs de performance en vue de mesurer de manière transparente, objective et non discriminatoire la qualité des services offerts par les fournisseurs d'électricité et de gaz en Région wallonne.

D'une part, ce sont les services de facturation qui sont évalués avec, entre autres, les délais d'émission et d'envoi des factures de clôture et de régularisation, ainsi que les délais de remboursement en faveur du client. D'autre part, ce sont les services d'information et, en particulier, l'accessibilité des centres d'appel qui font l'objet d'une évaluation au travers des indicateurs de performance.

Durant l'année 2020, la CWaPE a assuré la publication trimestrielle de ces indicateurs de performance sur son site internet.

##### **Les observatoires des prix pour les clients résidentiels et professionnels**

###### **– L'observatoire des prix des clients résidentiels**

Deux fois par an, la CWaPE publie un rapport visant à identifier et à mettre en évidence les évolutions des prix de l'électricité et du gaz naturel pour les clients résidentiels depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2007, date d'ouverture totale des marchés de l'énergie en Région wallonne. Ce rapport analyse les informations relatives aux clients-types les plus représentés sur le marché wallon, à savoir un client consommant respectivement 3 500 kWh/an (1 600 kWh jour et 1 900 kWh nuit d'électricité avec un compteur bi-horaire, le client type Dc) et 23 260 kWh/an de gaz (le client type D3).

L'observatoire indique qu'en électricité, en choisissant le produit le plus économique, un client résidentiel Dc en Région wallonne aurait pu potentiellement économiser 162,81€ soit 18.03 % de la facture moyenne annuelle pondérée calculée en décembre 2020.

En gaz, le client-type D3 avait la possibilité, dès lors qu'un choix approprié de produit avait été posé, de gagner jusqu'à 25,76 % sur sa facture annuelle par rapport à la facture moyenne annuelle pondérée. L'économie annuelle réalisable pouvait, en termes absolus, monter jusqu'à 328,41 EUR.

## – L’observatoire des prix des clients professionnels

Concernant le segment de marché des clients professionnels, la CWaPE rédige annuellement une étude dont le but est de fournir aux autorités publiques ainsi qu’aux consommateurs des informations et des données chiffrées sur l’évolution mensuelle des prix de l’électricité et du gaz naturel pour les clients professionnels disposant d’un compteur soit à télérelève soit à relève mensuelle, et dont la consommation annuelle est inférieure à 20 GWh en électricité et 250 GWh en gaz naturel. Ce rapport, basé sur les informations relatives aux factures émises envers les clients professionnels et transmises sous forme agrégée par les fournisseurs d’énergie, met également en avant le poids des différentes composantes de la facture d’électricité ou de gaz naturel des clients professionnels concernés.

### 4.1.3.4. Région Bruxelles-Capitale

Cette section n’appelle aucun commentaire particulier pour l’année 2020.

### 4.1.4. **Changement de fournisseur**

Le lecteur est renvoyé aux points 2.6.4.2 et 3.6.4.2 du présent rapport.

### 4.1.5. **Smart metering**

#### 4.1.5.1. Région flamande

Le gouvernement flamand a décidé qu’à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2019, tous les compteurs d’électricité pour la petite consommation devront être remplacés par un compteur pouvant être relevé à distance. Ces compteurs doivent être remplacés d’ici 2029 et 80 % d’entre eux d’ici fin 2024.

À l’origine, la priorité pour le déploiement des compteurs intelligents était accordée aux prosummateurs, mais suite à un arrêt de la Cour constitutionnelle<sup>172</sup>, qui a partiellement annulé le décret en la matière, ce déploiement prioritaire a été mis en pause jusqu’au 1<sup>er</sup> juillet 2021.

#### 4.1.5.2. Région wallonne

Le décret du 19 juillet 2018<sup>173</sup> a inscrit dans un cadre légal les bases pour le déploiement des compteurs intelligents en Wallonie. Celui-ci définit en effet d’une part, les cas où le placement d’un compteur intelligent est réalisé au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2023 : clients en défaut de paiement, remplacement de compteur, nouveau raccordement et à la demande de l’utilisateur de réseau. Le décret fixe, d’autre part, pour fin 2029 un objectif de déploiement de 80% pour les utilisateurs de réseau répondant à au moins une des caractéristiques suivantes : consommation annuelle supérieure ou égale à 6 000 kWh, unité de production d’une puissance électrique nette développable supérieure ou égale à 5 kWe et les points de charge pour les véhicules électriques ouverts au public.

Outre ce décret, deux éléments supplémentaires incitent les GRD à accélérer leur déploiement. Il s’agit d’une part de l’entrée en vigueur du tarif *prosumer* initialement prévue au 1<sup>er</sup> janvier 2020, mais finalement reportée au 1<sup>er</sup> octobre 2020. Certains *prosumers* ayant un taux d’autoconsommation important peuvent en effet être incités à demander le placement d’un compteur double-flux pour

---

<sup>172</sup> <https://www.const-court.be/public/n/2021/2021-005n.pdf>

<sup>173</sup> Décret modifiant les décrets du 12 avril 2011 relatif à l’organisation du marché régional de l’électricité et du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d’électricité en vue du déploiement des compteurs intelligents et de la flexibilité.

renoncer à une tarification forfaitaire et être alors facturés sur base de leurs prélèvements réels. Le second incitant est lié à la fin de la production des compteurs à budget à carte et de la plateforme informatique qui gère les transactions (fin 2025). Les compteurs intelligents permettront de remplacer ces compteurs à budget à carte et assureront la pérennité de l'obligation de service publique liée au prépaiement.

Début 2019, les deux principaux GRD, ORES et RESA, ont annoncé leur intention de s'engager dans une trajectoire commune avec le choix d'une même technologie de compteur et de chaîne communicante. La solution envisagée est la même que celle retenue par Fluvius en charge du déploiement des compteurs intelligents en Flandre. ORES et RESA viennent ainsi s'adosser au marché passé par Fluvius pour lequel le déploiement a débuté en juillet 2019. Le compteur retenu est basé sur le standard « IDIS » / « OMS », il possède des ports clients activables/désactivables à distance pour permettre une exploitation locale des données. Il est capable d'enregistrer l'énergie selon plusieurs plages horaires adaptables et ce dans 2 directions (injection et prélèvement). Il possède en outre une passerelle de communication WM-Bus permettant d'adjoindre d'autres compteurs (ex. gaz). La technologie de communication est de type point à point (NB-IOT). Parmi ses fonctionnalités, il permettra entre autres d'assurer le prépaiement via une plateforme en ligne et de gérer des opérations à distance comme la relève d'index, la fermeture et l'autorisation d'ouverture du compteur en veillant toutefois au respect de la législation en ce sens, d'adapter le réglage de puissance du compteur, ...

Le déploiement des compteurs intelligents a commencé en Wallonie début 2020. Les deux principaux gestionnaires de réseau de distribution (ORES et RESA) anticipent ainsi le décret et placent des compteurs intelligents lors de remplacement de compteurs (principalement lié aux impositions de la métrologie) et à la suite d'une demande de l'utilisateur de réseau (*prosumer* principalement dans le cadre du tarif *prosumer* voir plus loin). Fin de l'année 2020 environ 11.000 compteurs intelligents ont ainsi été placés.

Notons que depuis octobre 2020, le Gouvernement wallon a mis en place :

- une prime pour les *prosumers* visant à compenser le tarif *prosumer* à 100% en 2020 et 2021 ; 54,27% en 2022 et 2023 ;
- une prime de 152€ HTVA (ç-à-d équivalente au tarif de placement compteur intelligent hors frais annexes éventuels) pour les clients résidentiels, *prosumers* ou non, qui décident de se doter d'un compteur intelligent. Elle est octroyée via les gestionnaires de réseau de distribution, jusqu'au 31 décembre 2023, dans la limite des crédits disponibles.

En gaz, il n'existe à ce jour pas de cadre légal pour un déploiement comme c'est le cas pour l'électricité. Les gestionnaires de réseau envisagent toutefois de placer des compteurs intelligents gaz uniquement pour assurer l'OSP relative au prépaiement car les mêmes contraintes s'appliquent pour eux en gaz (fin des compteurs à budget à carte et arrêt de la plateforme informatique gérant les transactions).

#### 4.1.5.3. Région Bruxelles-Capitale

L'Ordonnance du 23 juillet 2018 modifiant l'ordonnance du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale et publiée le 20 septembre 2018 crée un cadre pour un déploiement segmenté des compteurs intelligents. L'article 24<sup>ter</sup> de l'ordonnance modifiée fait référence à un ensemble de mesures protectrices (respect du choix, vie privée et santé) pour les utilisateurs du réseau, des obligations dans le chef du GRD et de la mise en œuvre de plusieurs évaluations préalables au déploiement des compteurs intelligents. Il réserve le déploiement progressif des compteurs intelligents à certaines niches et des évaluations technico-économiques préalables. Il existe trois niches visées par l'ordonnance :

### *Niches obligatoires :*

Le GRD installe progressivement des compteurs intelligents sur le réseau de distribution conformément aux niches obligatoires suivantes :

- 1) lorsqu'un compteur est remplacé, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou rentable au regard des économies potentielles estimées à long terme ;
- 2) lorsqu'il est procédé à un raccordement dans un bâtiment neuf ou un bâtiment faisant l'objet de travaux de rénovation importants, tels que définis dans la directive 2010/31/UE.

### *Niches prioritaires :*

Le GRD peut installer également progressivement des compteurs intelligents sur le réseau de distribution conformément aux niches prioritaires suivantes et précisées dans le plan d'investissement :

- 1) lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'un véhicule électrique et le signale au gestionnaire du réseau de distribution ; en ce cas, un compteur intelligent est installé dans l'immeuble dans lequel il a son domicile ;
- 2) lorsque l'utilisateur du réseau de distribution a une consommation annuelle dépassant les 6.000 kWh par an ;
- 3) lorsque l'utilisateur du réseau de distribution dispose d'une unité de stockage susceptible de réinjecter de l'électricité sur le réseau de distribution ou d'une pompe à chaleur ;
- 4) lorsque les clients finals offrent leur flexibilité via un opérateur de flexibilité ;
- 5) lorsqu'un utilisateur du réseau de distribution le demande, à moins que cela ne soit pas techniquement possible ou financièrement raisonnable et proportionné compte tenu des économies d'énergie potentielles ;
- 6) lorsque l'utilisateur du réseau de distribution est *prosumer* ou peut réinjecter de l'électricité sur le réseau.

### *Niches identifiées par l'étude de BRUGEL et déterminées, le cas échéant, par le Gouvernement après débat au Parlement :*

L'article 24<sup>ter</sup> dans son §1<sup>er</sup>, aliéna 3 laisse la possibilité d'installer des compteurs intelligents par le GRD dans d'autres cas, identifiés par une étude spécifique et transversale de BRUGEL comme opportun de point de vue économique, environnemental et social et déterminés par le Gouvernement après débat au Parlement. Cette étude a été effectuée au cours de 2019 et BRUGEL a rédigé un avis d'initiative pour décrire sa vision 2020 – 2050 pour le déploiement des systèmes intelligents de mesure dans la Région de Bruxelles-Capitale. Le rapport final de l'étude<sup>174</sup> commanditée par BRUGEL ainsi que l'avis d'initiative ont été soumis à une consultation publique pendant les mois d'avril et mai 2020. BRUGEL a finalement adapté son avis final<sup>175</sup> suite aux réactions nombreuses reçues lors de la consultation publique.

À la date du 1er mars 2021, environ 22.500<sup>176</sup> compteurs intelligents ont été installés au total chez les utilisateurs raccordés en basse tension en Région de Bruxelles-Capitale. Ces compteurs sont principalement installés dans les situations des niches obligatoires et dans le cadre de projets pilotes et sont actuellement utilisés comme des compteurs classiques (relève manuelle p.ex.) jusqu'à ce qu'une modification du cadre légal permette ou impose l'activation des fonctionnalités à distance. Finalement, depuis 2019, au lieu de placer des compteurs bidirectionnels chez les *prosumers*, le GRD

---

<sup>174</sup> <https://www.brugel.brussels/publication/document/etudes/2020/fr/etude34-smartmeter.pdf>

<sup>175</sup> Avis d'initiative 313 relatif au déploiement des compteurs connectés dans la région de Bruxelles-Capitale

<https://www.brugel.brussels/publication/document/avis/2020/fr/AVIS-313-smartmeter.pdf>

<sup>176</sup> Il s'agit des données agrégées pour le placement des compteurs intelligents dans les différents cas de figure.



a commencé d'installer des compteurs intelligents programmés à mesurer le prélèvement et l'injection d'électricité de façon séparée.

## **4.2. TRAITEMENT DES PLAINTES**

### **4.2.1. Nombres des plaintes reçues par les fournisseurs, les DSOs, le Service de Médiation de l'énergie et les régulateurs**

#### *4.2.1.1. Niveau fédéral*

La CREG a continué en 2020 à traiter, sur une base volontaire, les questions et plaintes qui lui ont été adressées par des consommateurs, entreprises du secteur, avocats, consultants, chercheurs, étudiants, administrations ou instances internationales. Elle a également poursuivi sa collaboration avec le service fédéral de médiation de l'énergie, les trois régulateurs régionaux de l'énergie (BRUGEL, CWaPE et VREG) et le SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie (Direction générale de l'Inspection économique et Direction générale de l'Énergie), fruit d'un accord conclu en 2011 par lequel les services concernés se sont accordés notamment sur la procédure de traitement des questions et plaintes qui ne ressortent pas de la compétence du service qui les reçoit.

Dans le cadre de cette collaboration, la CREG a transmis en février 2020 ses statistiques de plaintes pour l'année 2019 au service fédéral de médiation de l'énergie qui a une obligation annuelle de rapportage à la Commission européenne. En 2019, la CREG a ainsi traité un total de 589 questions et plaintes (entendues comme toute forme de mécontentement).

#### *4.2.1.2. Service de Médiation de l'Énergie*

Le Service de Médiation a reçu 6639 plaintes en 2020 (contre 7055 en 2019) dont 46% étaient recevables. 63,5 % de ces plaintes étaient rédigées en néerlandais, 36,32% étaient rédigées en français et 0,18 % en allemand.

Le Service de Médiation a reçu 2 291 plaintes recevables en 2019. Pour 930 plaintes, le Service de Médiation n'était pas compétent (13,2 %) car celles-ci relevaient exclusivement du domaine de compétence régionale. Au total, le Service de Médiation a pu mener à bien et clôturer 2 917 dossiers de plaintes recevables, en 2020:

- 1 dossier clôturé concernait une plainte introduite en 2014 ;
- 9 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2016 ;
- 117 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2017 ;
- 190 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2018 ;
- 1 048 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2019 ;
- 1 550 dossiers clôturés concernaient des plaintes introduites en 2020.

Sur les 2 291 plaintes recevables clôturées en 2019, le Service de Médiation en a considéré :

- 1 525 comme fondées (52,28 %) ;
- 460 comme partiellement fondées (15,77 %) ;
- 932 comme non fondées (31,95 %).

Pour 2020, cela signifie un résultat de clôture de 59,5 %, c'est-à-dire le nombre de plaintes clôturées en 2020 (2 917) par rapport au nombre de plaintes recevables ouvertes à la fin de l'année 2019 (2 291) et au nombre de plaintes recevables reçues en 2020 (2 613). Par conséquent, 1 987 dossiers de plaintes recevables devaient encore être traités pour le 31 décembre 2019. Sur le nombre total de plaintes recevables (26 623) reçues depuis la création du Service de Médiation, ce chiffre représente 7,5 % des plaintes recevables restantes à traiter.

Parmi les plaintes, 3 525 (53,1 %) avaient trait au domaine de compétence fédérale et 827 (12,5 %) au domaine de compétence régionale. 2 158 plaintes (32,5 %) concernaient à la fois le domaine de compétence fédérale et le domaine de compétence régionale. Pour 129 plaintes (1,9 %), aucun domaine de compétence spécifique concernant le fonctionnement du marché de l'électricité ou du gaz naturel n'a été identifié, car les plaintes n'avaient pas trait à ce marché de l'énergie, mais à d'autres types d'énergie, tels que les produits pétroliers, et à d'autres produits ou services (eau, télédistribution, réseau d'égouts, etc.).

La compétence du Service de Médiation n'est pas limitée aux utilisateurs résidentiels ou aux particuliers. Les clients professionnels des entreprises d'énergie peuvent également déposer plainte auprès du Service de Médiation. En 2020, c'est ainsi que 9,2 % des plaintes (soit 611 au total) avaient trait à des utilisateurs finals professionnels, tels que des entreprises unipersonnelles, des sociétés et des associations.

#### 4.2.1.3. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au Rapport National de la Belgique de 2018, à la page 175/185.

##### *Nombre total de plaintes*

En 2020, la VREG a reçu 15 plaintes de clients finals à l'encontre de fournisseurs d'énergie et des GRD. 9 plaintes ont été reçues à l'encontre de Fluvius.

En 2020, 6 plaintes ont été soumises à la VREG contre les fournisseurs.

##### *Plaintes transférées*

Lorsque le VREG reçoit des plaintes de citoyens et d'entreprises flamands qui relèvent de la compétence du service fédéral de médiation de l'Énergie, elle les lui transfère conformément aux accords en vigueur.

#### 4.2.1.4. Région wallonne

Au cours de l'année 2020, le Service régional de médiation pour l'énergie (ci-après : SRME) a reçu un total de 1 720 demandes écrites réparties de la manière suivante :

- 958 demandes de médiation « classique » ;
- 40 demandes de médiation urgente reçues par écrit et par téléphone ;
- 701 questions écrites (courrier/e-mail/fax) ;
- 15 dossiers de contestation en matière d'indemnisation ;
- 0 conciliation ;
- 6 demandes d'avis adressées au SRME par le Service de Médiation de l'Énergie (SME).

En Région wallonne, les plaintes adressées aux fournisseurs et GRD ne sont pas intégralement rapportées au régulateur (CWaPE). Seules les demandes d'indemnisation selon les hypothèses encadrées par la législation font l'objet d'une obligation de rapportage (sans préjudice de l'application du droit commun de la responsabilité civile, la réglementation wallonne énumère<sup>177</sup> les cas dans lesquels le fournisseur ou le gestionnaire de réseau est tenu d'indemniser le client final victime d'un dysfonctionnement dans le cadre de la fourniture et/ou de la distribution d'énergie).

Pour l'année 2020, les GRD ont rapporté à la CWaPE 2.428 demandes d'indemnisations en électricité et 27 demandes en gaz. Les fournisseurs ont rapporté à la CWaPE 31 demandes d'indemnisation selon les hypothèses prévues par la législation. Ces chiffres ne sont donc pas représentatifs du nombre total des plaintes reçues par ces acteurs.

#### 4.2.1.5. Région Bruxelles-Capitale

En 2020, BRUGEL a reçu 96 plaintes contre 116 en 2019, 92 en 2018, 89 en 2017 et 79 en 2016. Ce nombre porte sur l'ensemble des plaintes reçues, qu'elles soient traitées par le service des Litiges, instruites par le Conseil d'administration de BRUGEL ou renvoyées à d'autres autorités compétentes. Une diminution de 17,24 % des plaintes a été enregistrée par rapport à 2019. Cette régression résulte probablement d'une part de la situation exceptionnelle liée au COVID, et d'autre part, du travail important en amont effectué par le Service dans l'accompagnement des consommateurs bruxellois en phase pré-conflituelle.

### 4.2.2. Classification des plaintes

#### 4.2.2.1. Service de Médiation de l'Énergie

Le Service de Médiation utilise un système de classification des plaintes des consommateurs, qui est basé sur une méthode recommandée par le « *Council of European Energy Regulators* » (CEER) et par les membres du réseau de médiateur indépendants de l'énergie NEON (*National Energy Ombudsmen Network*). Ce système constitue également un complément au système recommandé par la Commission européenne pour la classification des plaintes et questions des consommateurs (cf. Recommandation de la Commission du 12 mai 2010 relative à l'utilisation d'une méthode harmonisée pour le classement et le rapportage des plaintes et des demandes des consommateurs – C(2010)3021 définitive).

---

<sup>177</sup> Articles 25bis et suivants ; 31bis et suivants du Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et articles 25bis et suivants ; 30ter et suivants du Décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz.

Figure 102 : type de plaintes en 2020 (en nombre)

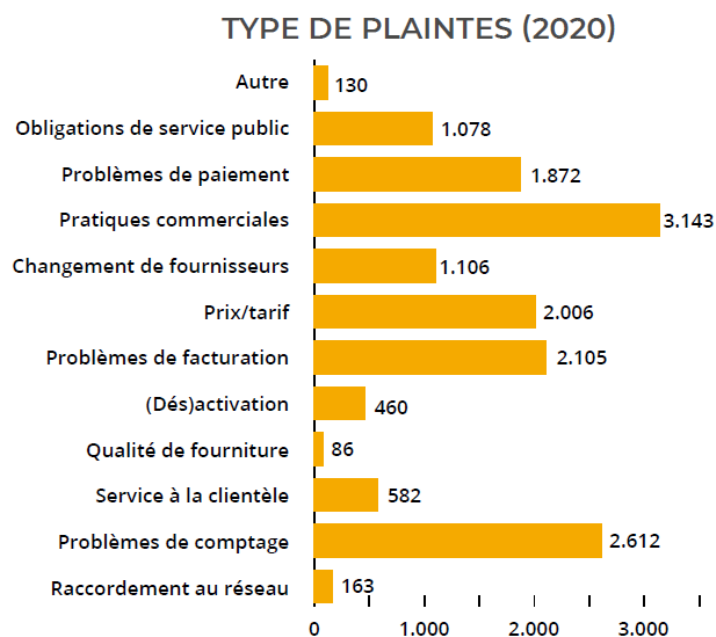
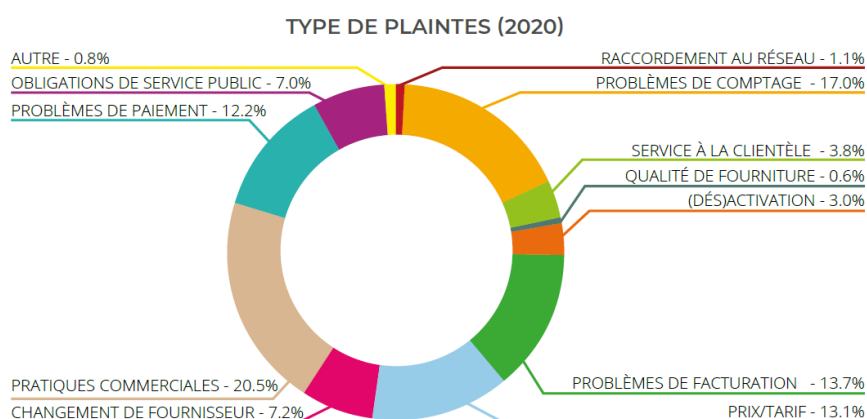


Figure 103 : Type de plaintes 2020 (en pourcentage)



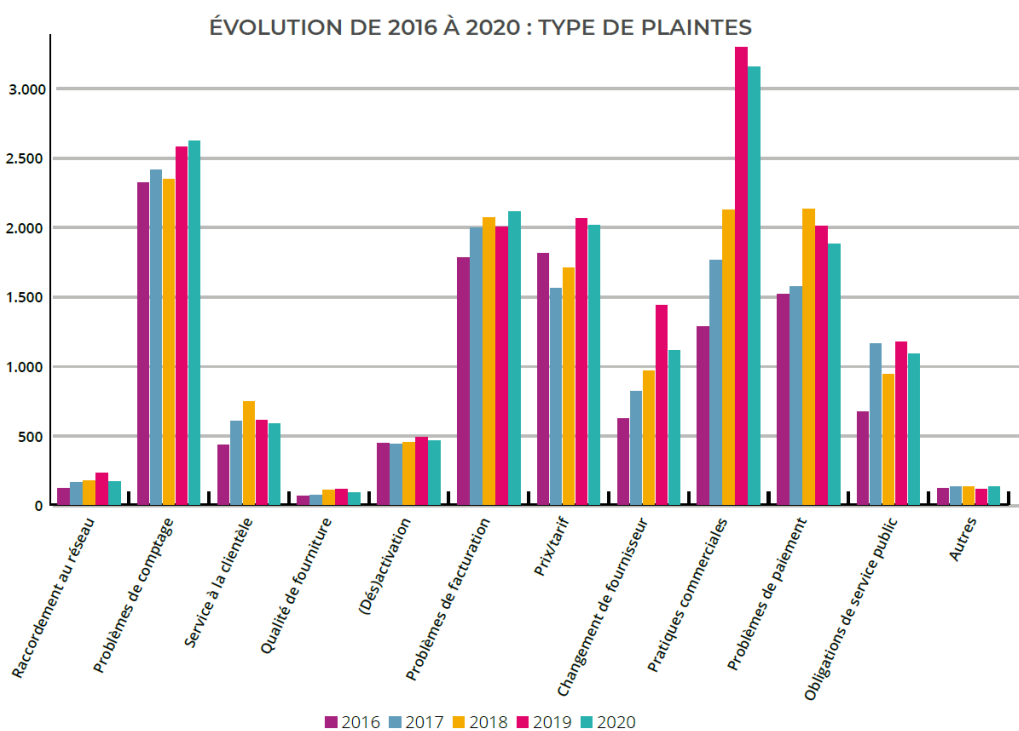
Les types de plaintes rencontrées en 2020 avaient principalement trait à des litiges concernant :

- des pratiques commerciales, à savoir le respect ou non de pratiques commerciales honnêtes par les fournisseurs d'énergie comme l'information et la publicité précontractuelles, les pratiques commerciales relatives à la vente et au marketing, au respect des conditions contractuelles ou leur conformité à l'Accord « Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz » (20,5 %)
- des problèmes de comptage, tels que le traitement et la correction des données de comptage, notamment lors des relevés annuels, en cas de compteur défectueux, en cas de déménagement ou d'inoccupation d'un immeuble, etc. (17 %) ;
- la transparence des prix ou la clarté des prix et des tarifs appliqués, tels que les prix de l'énergie facturés par les fournisseurs de l'énergie, les taxes et redevances facturées par les différentes autorités , etc (13,1 %).

- des problèmes de paiement liés au paiement des factures d'énergie, tels que les plans de remboursement, les (l'absence de) remboursements, les frais administratifs, les paiements par domiciliation, les systèmes de garantie, la (menace de) résiliation de contrats d'énergie ou de fermetures en cas de défaut de paiement (12,2 %) ;
- des problèmes liés au processus de facturation, tels que le traitement administratif, technique ou comptable erroné ou tardif des données de facturation, telles que les données des clients ou de consommation (13,7 %) ;
- des problèmes liés au changement de fournisseur (7,2 %)

Les autres plaintes reçues avaient trait à des problèmes relatifs aux obligations de service public d'ordre social ou environnemental (7,0 %) ; des problèmes de service à la clientèle (3,8 %) ; des problèmes de coupure/drop (3,0 %) ; des raccordements au réseau (1,1 %) et la qualité des livraisons (0,6 %).

Figure 104 : type de plaintes de 2016 à 2020



#### 4.2.2.2. Région wallonne

Les tableaux 63 et 64 détaillent les catégories de plaintes reçues directement par le SRME, ainsi que le pourcentage des celles-ci pour l'année 2020 :

Tableau 63 : Catégories de plainte (en pourcentage)

Problème d'index	40
Problème technique	14
Procédure de défaut de paiement	12
Photovoltaïque/compensation	12

Coûts de réseau de distribution	6
Divers	5
Déménagement	2
Client protégé	2
Problème de compteur à budget	2
Retard envoi facture de régul./clôture	2
Contrat	2
Code EAN	1
Absence de réponse dans un délai de 10 jours ouvrables	1
Délai de remboursement (factures régul./clôture)	<1
Réseaux privés	<1%
Faillite/cession	<1%

Tableau 64 : Catégories de contestations en matière d'indemnisations (en pourcentage)

Domages matériels et/ou corporels directs suite à l'irrégularité de la fourniture électrique	60
Coupure suite à une erreur administrative	13
Interruption de fourniture non-planifiée de plus de 6h	7
Non-respect du délai de raccordement	7
Retard dans le changement de fournisseur	47
Irrecevables et non-encore recevables	7
Domages matériels non consécutifs à une irrégularité de la fourniture électrique	0
Erreur de facturation	0

4.2.2.3. Région de Bruxelles-Capitale

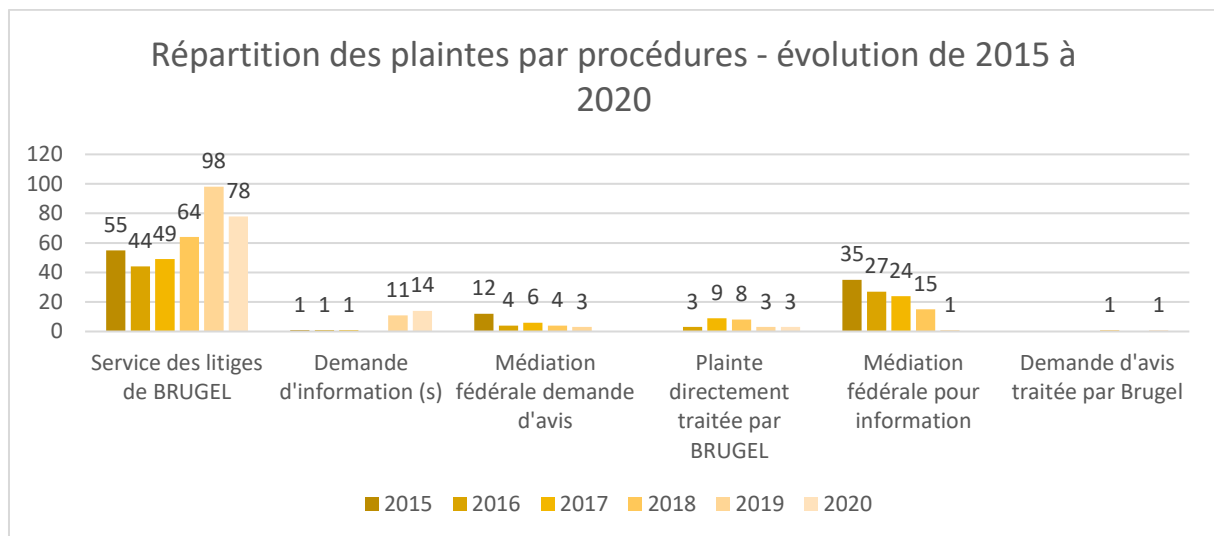
Tableau 65 : Classification des plaintes selon leur objet (Source : BRUGEL)

OBJET	DETAILS	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Comptage</b>	Rectification des index	10	3	4	4	4	1
	Fonctionnement compteur	2	1	1	2	6	3
	Consommation sans contrat	5	8	7	4	5	7
	Inversion du compteur	1	3	1		1	1
	Relevé du compteur/estimation	11	2	6	7	8	3
	Déménagement/décès/changement de client / combined switch	2		2		3	2
	Changement de compteur		1	1	1		1
	Bris de scellés d'état	5		2	5	7	6
	Switch fournisseur/Autres				1		
	Switch fournisseur / Délai ou retard				1	1	
	Switch fournisseur / Switch non désiré			1	2		2
	Mystery switch	2	3	1			
Autres	15	10	1	1	2		
<b>Total</b>		<b>53</b>	<b>31</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>37</b>	<b>26</b>
<b>Compétences régionales</b>	Primes URE	4	2	2	6	10	1
	Electricité verte/cogénération	2	1	8	3	2	1
	Client protégé	3	3	4	1	2	1
	Limiteur de puissance	12	10	12	8	10	8
	Refus de faire offre	2		3	6	6	1
	Indemnisation pour tout dommage direct, corporel ou matériel subi du fait de l'interruption non planifiée/communiquée, de la non-conformité ou de l'irrégularité de la fourniture d'énergie	2	1	3	2	5	2
	Indemnisation pour absence de fourniture d'énergie suite à une erreur administrative	1		2		1	9
	Indemnisation pour interruption de fourniture non planifiée d'une durée supérieure à 6h consécutives	1				1	1
	Indemnisation pour une erreur administrative donnant lieu à un retard de switch		1			2	
	Indemnisation - Divers	1		2	3	5	9
	Indemnisation/ tarifs et facturation		1				
	Indemnisation/ Techniques et activités des GRD			1			
Autres		2	2	3	6	8	
<b>Total</b>		<b>28</b>	<b>21</b>	<b>39</b>	<b>32</b>	<b>50</b>	<b>41</b>
<b>Problèmes de facturation</b>	Facture pas claire ou pas lisible ou pas réglementaire	1					
	Pas de facture ou avec retard	1					
	Autres		2	2	2	4	4
<b>Total</b>		<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>Problème de paiement</b>	Frais administratifs			2			1
	Plan de paiement	1					
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
<b>(Des)Activation</b>	Activation après déménagement/move in	1	4		4	4	2
	Déconnexion par le gestionnaire de réseau suite à une difficulté de paiement ou fraude						
	Procédure d'urgence	2	2				
	Reconnexion après déconnexion	3					2
	Désactivation après non-paiement ou paiement tardif		1				2
	Autres	9	8	15	11	16	4
<b>Total</b>		<b>15</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>10</b>
<b>Prix / tarif</b>	Tarifs de distribution ou de transport		6	2	1	1	1
	Cotisation énergie, taxes, TVA					1	
	Facture de clôture				1		3
	Tarif social		2				1
	Autres		1	1	8	2	4
<b>Total</b>		<b>0</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>9</b>
<b>Qualité de fourniture</b>	Continuité de la fourniture	1		1			
	Autres				1		
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Raccordement au réseau</b>	Délaï/retard				1		1
	Refus de raccordement				1		
	Tarif	1					
	Autres		1				1
<b>Total</b>		<b>1</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>2</b>
<b>Service à la clientèle mauvais ou déficient</b>	Autres					1	2
	<b>Total</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
<b>Pratiques commerciales déloyales</b>	Autres				1		1
	Pratiques commerciales vente/marketing				1		
<b>Total</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
<b>Total :</b>		<b>101</b>	<b>79</b>	<b>89</b>	<b>92</b>	<b>116</b>	<b>96</b>

Une plainte introduite peut être traitée selon les procédures suivantes :

- Plaintes relevant a priori du Service des Litiges ;
- Plaintes relevant de la compétence de BRUGEL ;
- Information du SME quant à une plainte relative aux compétences régionales faisant l'objet d'une médiation ;
- Demande du SME pour la remise d'un avis dans le cadre d'une médiation ou pour une intervention après l'échec d'une médiation ;
- Plaintes qui, après examen, se révèlent être une demande d'information.

Figure 105 : Répartition des plaintes en fonction du type de procédure – évolution de 2015 à 2020 (Source : BRUGEL)



Il ressort de l'examen de ces chiffres que le nombre de plaintes traitées par le Service a légèrement diminué par rapport à l'année passée. Cependant, les demandes d'information ont augmenté en nombre.

#### 4.2.3. Procédure des plaintes

##### 4.2.3.1. Niveau fédéral

Toute partie intéressée s'estimant lésée suite à une décision prise par la CREG peut, au plus tard dans un délai de quinze jours suivant la publication ou la notification de cette décision, déposer une plainte en réexamen auprès de la CREG. Cette plainte n'a pas d'effet suspensif et n'exclut pas l'introduction d'un recours ni ne constitue un préalable nécessaire à l'introduction d'un recours devant la cour d'appel de Bruxelles. La plainte en réexamen est adressée par lettre recommandée ou par dépôt avec accusé de réception au siège de la CREG. Elle comporte une copie de la décision critiquée ainsi que les motifs justifiant une révision. La CREG prend sa décision relative à la plainte dans un délai de deux mois à dater du dépôt de la plainte en réexamen.

Pour 2020, aucune plainte en réexamen a été introduite auprès de la CREG.



#### 4.2.3.2. Service de Médiation de l'Énergie

Le Service de Médiation traite les plaintes qui lui sont présentées selon des procédures transparentes, simples et bon marché qui rendent possible un règlement ou un accord rapide et équitable du litige.

La plupart des plaintes ont été introduites par voie électronique (3 334 plaintes en 2020) et via le formulaire de plainte disponible sur le site internet (2 625). 15 plaintes ont été introduites via la plateforme BELMED créée par le SPF Économie dans le cadre du Règlement en ligne des litiges.

Des plaintes ont également été introduites par d'autres biais, notamment :

- par lettre envoyée par la poste (477 plaintes) ;
- par fax (174 plaintes) ;
- un nombre restreint de dossiers ont été introduits sur place aux bureaux du Service de Médiation (14 plaintes).

Le Service de Médiation informe le client final par courrier ou par un autre moyen sur support durable de la recevabilité et du traitement de sa plainte dans les 3 semaines à dater de la réception de celle-ci, ainsi que de la possibilité à chaque stade de la procédure de se retirer du règlement extrajudiciaire des litiges.

En principe, chaque plainte doit être clôturée dans un délai de 90 jours calendriers à partir de la date où la plainte a été déclarée complète et recevable. Ce délai de traitement peut être prolongé une seule fois pour la même période et les parties doivent en être informées avant l'expiration de ce délai, et cette prolongation doit être motivée par la complexité du litige.

La durée de traitement d'une plainte est fonction de sa complexité. Pour une plainte complexe où plusieurs acteurs ou opérateurs sont impliqués, le consommateur final doit donc tenir compte d'une prolongation possible du délai de traitement. Les parties disposent d'un délai raisonnable de 30 jours calendriers maximum pour faire connaître leur point de vue. Elles disposent du même délai pour prendre connaissance de tous les documents, arguments et faits que l'autre partie met en avant ou de toute demande du Service de Médiation. Préalablement à l'acceptation du règlement ou du compromis amiable proposé, les parties sont informées par lettre ou support durable :

- du choix dont elles disposent d'accepter ou de suivre le règlement ou le compromis amiable proposé ;
- des conséquences juridiques pour les parties si elles acceptent le règlement ou le compromis amiable proposé ;
- du fait que le régime d'arrangement proposé diffère d'une décision judiciaire ;
- du fait que la participation à la procédure de médiation mise en place ne supprime pas la possibilité d'intenter une procédure judiciaire.

Lorsque le Service de Médiation est parvenu à un accord amiable, il clôture le dossier et envoie une confirmation à toutes les parties, sur un support durable. Si aucun accord amiable ne peut être trouvé, le Service de Médiation communique ce fait aux parties sur un support durable et il peut formuler simultanément une recommandation à l'égard de l'entreprise d'électricité ou de gaz concernée, avec copie au demandeur. Si l'entreprise d'énergie en question ne suit pas cette recommandation, elle dispose d'un délai de trente jours calendrier pour faire connaître son point de vue motivé au Service de Médiation et au client final. Le Service de Médiation peut refuser de (continuer à) traiter une plainte si celle-ci est blessante ou injurieuse ou si le client final adopte une attitude blessante ou injurieuse durant le traitement de la plainte ou si le traitement du litige risque de gravement compromettre le fonctionnement effectif du Service de Médiation. Après médiation par le Service de Médiation, une

procédure judiciaire, du fait du client final ou de l'entreprise d'énergie, reste toujours possible. Le cas échéant, une recommandation formulée par le Service de Médiation peut utilement être employée dans le cadre d'une procédure judiciaire.

Enfin, le Service de Médiation peut refuser de traiter une plainte comme recevable lorsque :

- le client final ne démontre pas ou pas suffisamment qu'il a déjà entrepris des démarches préalables auprès de l'entreprise d'énergie ;
- le client final informe le Service de Médiation d'une plainte de première ligne à l'encontre de l'entreprise d'énergie ;
- la plainte est retirée par le client final et devient donc sans objet ;
- la plainte a été introduite il y a plus d'un an auprès de l'entreprise d'énergie ;
- une procédure judiciaire ou d'arbitrage est instaurée au sujet de la plainte.

Chaque plainte déclarée irrecevable par le Service de Médiation est néanmoins transmise pour traitement à l'entreprise d'énergie. Le Service de Médiation avise le plaignant de l'irrecevabilité de la plainte et le Service de Médiation est informé de la réponse fournie au plaignant par l'entreprise d'énergie.

La durée moyenne de règlement des litiges pour les dossiers qui ont été introduits depuis le 01/01/2019 auprès du Service de Médiation est de 109 jours calendaires à compter du jour où une plainte est déclarée complète et recevable. Les 2 917 plaintes recevables clôturées en 2020 se sont soldées par les résultats suivants :

- 2 325 plaintes (79,7 %) ont été clôturées avec un résultat favorable grâce à un règlement à l'amiable. Le plaignant a, dans ces cas, obtenu entière satisfaction ;
- pour 74 plaintes (2,5 %), un accord partiel a été obtenu par le biais d'une proposition de règlement à l'amiable. Pour la plupart des plaintes, le fournisseur d'énergie a procédé aux rectifications et régularisations appropriées, mais sans attribuer aucune compensation ou indemnisation (financière) ni remboursement au plaignant pour le préjudice moral subi ;
- le Service de Médiation a formulé 117 recommandations en 2020 parce qu'il y avait, selon le Service de Médiation, suffisamment d'éléments juridiques et factuels dans le dossier. Dans 99 dossiers de plaintes, le Service de Médiation a reçu en 2020 une réponse des entreprises d'énergie à une recommandation formulée antérieurement. Seules 10 recommandations ont été suivies par les entreprises d'énergie, tandis que 89 recommandations n'ont pas été suivies ;
- enfin, absolument aucun accord n'a été trouvé pour 401 plaintes (13.7% contre 14,3% en 2019).

Pour les 2 917 plaintes recevables clôturées en 2020, il s'agissait d'un montant total de 561 865 €, équivalant à une compensation moyenne de 192 € par plainte clôturée en 2020.

#### 4.2.3.3. Région flamande

Le lecteur est renvoyé au rapport national de 2020 p. 209/213

#### 4.2.3.4. Région wallonne

Les procédures applicables auprès du Service régional de médiation pour l'énergie sont régies par l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au SRME.

Les demandes adressées au SRME peuvent être distinguées selon les procédures suivantes:

- **médiation normale** : médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 90 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable ;
- **médiation urgente** : médiation pour laquelle le SRME doit adresser ses recommandations au plus tard 15 jours après l'introduction d'une plainte considérée recevable ;
- **question** : toute question des consommateurs relative au marché régional de l'énergie et au SRME ;
- **indemnisation** : contestation envers un fournisseur d'énergie ou un gestionnaire de réseau à propos du traitement d'une demande d'indemnisation ;
- **conciliation** : cette procédure, réservée aux cas les plus complexes, implique l'accord de la partie adverse et la tenue d'audiences, en présence du conciliateur, au sein des bureaux du SRME (CWaPE). La procédure prévoit également la possibilité de recourir à une expertise, à charge de la partie qui la requiert. La conciliation est normalement destinée aux **clients professionnels** et non aux particuliers.
- **demande d'avis** : mise en application concrète des règles fixées dans le protocole de collaboration qui a été mis en place entre le Service de Médiation de l'Énergie au niveau fédéral (SME), le SRME, les régulateurs et le SPF Économie.

En ce qui concerne plus spécifiquement les plaintes (médiations), la recevabilité est conditionnée à plusieurs exigences. Conformément à l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie, pour juger de la recevabilité d'une plainte, le SRME exige du demandeur une copie de la réclamation écrite qu'il a préalablement adressée au fournisseur et/ou GRD ainsi qu'un formulaire de plainte dûment complété.

Il est également prévu que les plaintes qui ne relèvent pas des compétences régionales ou pour lesquelles le comportement dénoncé a pris fin plus d'un an avant la date de dépôt de celles-ci sont considérées irrecevables.

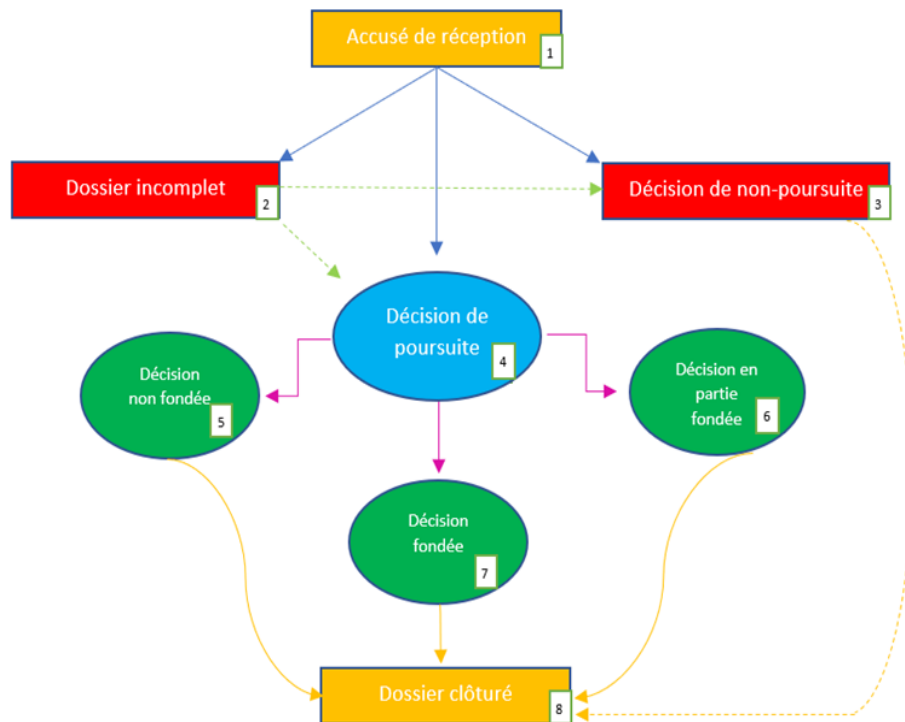
Lorsque le SRME se déclare incompétent pour traiter un litige, il redirige néanmoins le dossier vers l'institution qu'il estime la plus apte à répondre aux griefs soulevés. Dans la majorité des cas, ces dossiers faisaient état d'infractions éventuelles à des matières fédérales telles des pratiques de vente abusives, des contestations de prix et ont dès lors été dirigés vers le Service de Médiation de l'Énergie (sans préjudice des compétences que conserve le SPF Économie), sauf lorsqu'il s'agissait de litiges en matière de droits et obligations civils relevant de la compétence exclusive des Cours et Tribunaux judiciaires. Il convient de rappeler que depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2018, le Juge de Paix est compétent pour toute contestation d'un consommateur contre son fournisseur ou son GRD lorsque le montant est inférieur à 5 000 EUR.

Les demandes considérées irrecevables ou visiblement non-fondées à la simple lecture de celles-ci sont redirigées vers l'organisme compétent comme expliqué *supra* ou reçoivent des explications détaillées sur la situation qui semble problématique à ces consommateurs. Ces demandes, même lorsqu'elles ne requièrent pas d'interpellation à l'adresse de fournisseurs et/ou GRD, nécessitent tout de même une brève analyse et la rédaction d'explications personnalisées.

Depuis 2010 et la mise en place du Service de Médiation de l'Énergie, le principe de guichet unique permet au SRME de transmettre rapidement les plaintes relevant de matières fédérales à cette instance (sans préjudice des compétences que conserve le SPF Économie).

#### 4.2.3.5. Région Bruxelles-Capitale

Le Service des litiges institué au sein de BRUGEL tranche les plaintes introduites par les consommateurs bruxellois contre les fournisseurs d'énergie, le gestionnaire de réseau de distribution et Bruxelles Environnement selon la procédure suivante :



#### 4.2.4. **Alternative Dispute Resolution**

##### 4.2.4.1. Service de Médiation de l'Énergie

Le service de médiation est la seule entité qualifiée en Belgique conformément la Directive 2013/11 relative au règlement extrajudiciaire des litiges de consommation et le Règlement (UE) 524/2013 du Parlement européen et du Conseil du 21 mai 2013 relatif au règlement en ligne des litiges de consommation.

Le service de médiation a pour mission de :

- apprécier et analyser toutes les plaintes des clients finals qui ont un rapport avec les activités d'une entreprise d'énergie et au fonctionnement du marché de l'électricité et la répartition des questions aux institutions aptes à y répondre ;
- négocier entre le client final et l'entreprise d'énergie en vue de faciliter un accord à l'amiable ;
- formuler des recommandations à l'égard de l'entreprise d'énergie au cas où un accord à l'amiable ne peut être atteint ;

- de sa propre initiative ou à la demande du Ministre, publier des avis politiques dans le cadre des missions du Service de Médiation ;
- rédiger un rapport d'activités et le transmettre pour le 1er mai au Ministre compétent pour l'Énergie.

Le Service de Médiation remet également à la Chambre des représentants un rapport annuel sur l'exercice de ses missions. Dans ce cadre, le service peut faire des propositions pour améliorer la procédure de traitement des litiges.

Le Service de Médiation fonctionne entièrement de façon indépendante de l'entreprise d'électricité ou de gaz naturel. Dans l'exercice de ses compétences, le Service de Médiation ne reçoit d'instruction d'aucune autorité.

Le lecteur est également renvoyé à la section 4.2.2.1 et 4.2.3.2 du présent rapport.

#### 4.2.4.2. Région wallonne

##### *Chambre des litiges*

En date du 13 juillet 2017, le Gouvernement wallon a adopté le projet d'arrêté fixant les modalités de composition, de procédure et de fonctionnement de la chambre des litiges instituées par le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité.

Pour rappel, le décret du 12 avril 2001 instaure un système de règlement des différends basé sur deux instances distinctes : d'une part, le Service de régional de médiation pour l'énergie mis en place suite à l'adoption de l'arrêté du Gouvernement wallon du 8 janvier 2009 relatif au Service régional de médiation pour l'énergie pris en exécution de l'article 48 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et, d'autre part, une Chambre des litiges créée par les articles 49 et 49bis du décret.

La chambre des litiges est compétente pour connaître tout différend relatif à l'accès au réseau ou à l'application des règlements techniques, à l'exception de ceux portant sur les droits et obligations de nature civile, ainsi que pour tout différend relatif aux obligations des gestionnaires de réseaux en vertu des décrets gaz et électricité.

##### *Le Service Régional de Médiation pour l'Énergie*

Le lecteur est invité à se référer pour cette matière au Rapport National de la Belgique de 2016.

Indicateurs :

L'an dernier, nous avons observé une baisse de certains indicateurs du degré de concurrence sur le marché de l'électricité et du gaz naturel en Flandre. Dans cette édition 2019, nous constatons toutefois un retour à des tendances positives. En 2018, année mouvementée pour le marché (de détail) flamand de l'électricité et (dans une moindre mesure) du gaz naturel, trois fournisseurs d'énergie ont disparu et plusieurs autres ont annoncé qu'ils allaient devoir mettre fin à leurs activités sur le réseau de distribution flamand ou qu'ils n'entreprendraient pas des activités prévues.

Une large offre de fournisseurs d'énergie concurrents entraîne une pression sur les prix et oblige les fournisseurs à viser un niveau de service élevé. La pression concurrentielle entraîne ainsi de réels avantages pour les consommateurs. Les événements de 2018 ont entraîné une baisse des indicateurs tels que l'indice HHI que nous calculons chaque année dans ce rapport. Dans cette édition, cet indicateur s'inscrit à nouveau dans la tendance à la baisse de la concentration et donc à la hausse de la concurrence qui a caractérisé la dernière décennie.

En 2019, les marchés de l'électricité et du gaz naturel en Région flamande se sont révélés plus dynamiques que jamais. Avec 25,77 %, le taux d'activité est beaucoup plus élevé qu'en 2018, où pour la première fois plus de 20 % des clients avaient changé de fournisseur d'électricité. Il s'agit d'un record absolu. Pas moins de 893 142 clients résidentiels et professionnels ont opté pour un nouveau fournisseur d'électricité en 2019, soit 185 782 de plus qu'en 2018. Le gaz naturel a également enregistré un record absolu en termes de changement de fournisseur de gaz naturel par les ménages et les entreprises : 28,52 %. C'est également une amélioration spectaculaire par rapport à l'année record 2016 (22,64 %). 636 136 clients résidentiels et professionnels ont opté pour un nouveau fournisseur de gaz naturel en 2019 : 537 009 ménages et 99 127 entreprises.

Notre V-test®, le seul site Web non commercial et complet de comparaison des prix en Flandre, a également battu des records en 2019. Le V-test® pour les ménages a été effectué 670 671 fois (soit 47 % plus qu'en 2018) et le V-test® pour les clients professionnels 43 335 fois (soit 46 % plus qu'en 2018). Le V-test® contribue sans aucun doute au niveau record de changements de fournisseur en 2019.

Le fait que le second semestre de 2018 ait connu une hausse exceptionnelle des prix sur les marchés de l'énergie a également contribué aux analyses divergentes du précédent rapport de marché. Nous observons également une tendance positive dans cette édition. Sur l'ensemble de l'année 2019, la tendance des prix était à la baisse. Les consommateurs d'énergie ont ainsi bénéficié de prix contractuels plus bas. A la VREG, nous faisons tout ce qui est en notre pouvoir pour renforcer cette tendance en faisant pression sur les tarifs de réseau de distribution. En janvier 2020, ils ont baissé pour la troisième année consécutive pour l'électricité. C'est en partie grâce aux incitants à l'efficacité que nous imposons aux gestionnaires de réseau de distribution. Les tarifs de réseau de distribution du gaz naturel ont également continué de baisser, mais dans une moindre mesure.

Les coûts des obligations de service public (OSP) pèsent lourd dans la facture d'électricité finale. Dans le contexte de la transition énergétique, l'électricité est donc désavantagée par rapport à d'autres formes d'énergie, comme le gaz naturel, le mazout et les pellets. L'an dernier, nous avons attiré l'attention sur ce point dans notre rapport du mois d'août.

Outre cette évolution positive en 2019, nous constatons également que l'impact de la crise du coronavirus que nous connaissons actuellement touche sans aucun doute tous les consommateurs d'électricité et de gaz naturel, mais certainement aussi le secteur de l'énergie lui-même. Nous continuerons bien entendu à suivre la situation de près, avec comme toujours l'objectif d'un marché de l'électricité et du gaz naturel qui fonctionne bien et offre à long terme des avantages tangibles pour