



**Schwartz and Co**  
Strategy Consulting

**Mesure effective de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne sur la base des données 2019 et 2020 (travaux complémentaires lot 2)**

**Rapport final**

6 mai 2022

Version 2.2

Préparé pour : Commission Wallonne pour l'Energie (CWaPE)

Préparé par : Schwartz and Co



## SOMMAIRE

<b>1. CONTEXTE ET OBJECTIF DU DOCUMENT.....</b>	<b>6</b>
<b>2. RESULTAT CLES.....</b>	<b>10</b>
2.1. Mesure d'efficacité basée sur les données 2019 .....	10
2.2. Mesure d'efficacité basée sur les données 2020 .....	16
<b>3. MESURE DE L'EFFICACITE DES GRD ELECTRICITE EN REGION WALLONNE SUR LA BASE DES DONNEES DE 2019 .....</b>	<b>18</b>
3.1. Échantillon de GRD électricité retenus .....	18
3.2. Base de coûts .....	19
3.3. Variables explicatives .....	22
3.4. Modélisation de la fonction de coût .....	23
3.4.1. Sélection du modèle de fonction de coût .....	23
3.4.2. Analyse statistique du modèle de fonction de coût retenu pour l'électricité .....	25
3.5. Efficacité des GRD électricité en Région wallonne .....	28
<b>4. MESURE DE L'EFFICACITE DES GRD GAZ EN REGION WALLONNE SUR LA BASE DES DONNEES DE 2019 .....</b>	<b>30</b>
4.1. Échantillon de GRD gaz retenu .....	30
4.2. Base de coûts .....	31
4.3. Variables explicatives .....	33
4.4. Modélisation de la fonction de coût .....	34
4.4.1. Sélection du modèle de fonction de coût .....	34
4.4.2. Analyse statistique du modèle de fonction de coût retenu pour le gaz .....	36
4.5. Efficacité des GRD gaz wallons.....	39
<b>5. MESURE DE L'EFFICACITE DES GRD EN REGION WALLONNE SUR LA BASE DES DONNEES DE 2020 .....</b>	<b>42</b>
<b>6. ANNEXE 1 – MESURE D'EFFICACITE DU GRD ELECTRICITE AIEG - 2019</b>	
<b>7. ANNEXE 2 – MESURE D'EFFICACITE DU GRD ELECTRICITE AIESH - 2019</b>	
<b>8. ANNEXE 3 – MESURE D'EFFICACITE DU GRD ELECTRICITE ORES - 2019</b>	
<b>8. ANNEXE 4 – MESURE D'EFFICACITE DU GRD ELECTRICITE RESA - 2019</b>	
<b>10. ANNEXE 5 – MESURE D'EFFICACITE DU GRD ELECTRICITE REW - 2019</b>	
<b>11. ANNEXE 6 – MESURE D'EFFICACITE DU GRD GAZ ORES - 2019</b>	
<b>12. ANNEXE 7 – MESURE D'EFFICACITE DU GRD GAZ RESA - 2019</b>	
<b>13. ANNEXE 8 – MESURE D'EFFICACITE DU GRD ELECTRICITE AIEG – 2020</b>	
<b>14. ANNEXE 9 – MESURE D'EFFICACITE DU GRD ELECTRICITE AIESH - 2020</b>	



- 15. **ANNEXE 10 – MESURE D’EFFICIENCE DU GRD ELECTRICITE ORES - 2020**
- 16. **ANNEXE 11 – MESURE D’EFFICIENCE DU GRD ELECTRICITE RESA – 2020**
- 17. **ANNEXE 12 – MESURE D’EFFICIENCE DU GRD ELECTRICITE REW - 2020**
- 18. **ANNEXE 13 – MESURE D’EFFICIENCE DU GRD GAZ ORES - 2020**
- 19. **ANNEXE 14 – MESURE D’EFFICIENCE DU GRD GAZ RESA - 2020**



## INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1. Jeu de variables explicatives candidates pour l'électricité en entrée de la modélisation	12
Tableau 2. Jeu de variables explicatives candidates pour le gaz en entrée de la modélisation	13
Tableau 3. Modèle de fonction de coûts retenu pour les GRD électricité	14
Tableau 4. Modèle de fonction de coûts retenu pour les GRD gaz	14
Tableau 5. Efficience mesurée des GRD électricité wallons - 2019	15
Tableau 6. Efficience mesurée des GRD gaz wallons - 2019	16
Tableau 7. Efficience mesurée des GRD électricité wallons – 2020	17
Tableau 8. Efficience mesurée des GRD gaz wallons - 2020	17
Tableau 9. Inflation en Allemagne sur la période 2017-2019	20
Tableau 10. Décomposition de la base de coûts utilisée en entrée de la modélisation économétrique	20
Tableau 11. Durées d'amortissement des actifs de distribution d'électricité	21
Tableau 12. Jeu de variables explicatives candidates pour l'électricité en entrée de la modélisation	22
Tableau 13. Jeu de variables explicatives en entrée de la modélisation par la méthode de toutes les régressions - électricité	24
Tableau 14. Modèle de fonction de coûts retenu par la méthode de toutes les régressions possibles - électricité	24
Tableau 15. Tests de détection de l'effet de levier (h) et des points d'influence (RSTUDENT, DFFITS)	27
Tableau 16. Modèle hors GRD 14_O337III4 utilisant les observations 1-20	27
Tableau 17. Frontières d'efficience électricité au 1 <sup>er</sup> décile et au premier quartile	28
Tableau 18. Efficience mesurée des GRD électricité wallons	29
Tableau 19. Inflation en Allemagne sur la période 2016-2019	31
Tableau 20. Décomposition de la base de coûts utilisée en entrée de la modélisation économétrique	32
Tableau 21. Durées d'amortissement des actifs de distribution de gaz	32
Tableau 22. Jeu de variables explicatives candidates pour le gaz en entrée de la modélisation	33
Tableau 23. Jeu de variables explicatives en entrée de la modélisation par la méthode de toutes les régressions – gaz	35
Tableau 24. Modèle de fonction de coûts retenu par la méthode de toutes les régressions possibles pour les GRD gaz	36
Tableau 25. Tests de détection de l'effet de levier (h) et des points d'influence (RSTUDENT, DFFITS)	38
Tableau 26. Modèle hors GRD 25_15_ZFVtEZ76 utilisant les observations 1-15 et 17-21	38
Tableau 27. Modèle hors GRD 6_RkK94x6O utilisant les observations 2-21	39
Tableau 28. Frontières d'efficience gaz au 1 <sup>er</sup> décile et au premier quartile	39
Tableau 29. Efficience mesurée des GRD gaz wallons	40



## GLOSSAIRE

BnetzA	Régulateur allemand du gaz et de l'électricité
Brugel	Régulateur bruxellois du gaz et de l'électricité
CNC	Charges nettes contrôlables
CNI	Charges nettes liées aux immobilisations
CRE	Commission de régulation de l'énergie - Régulateur français du gaz et de l'électricité
COLS	Corrected Ordinary Least Squares
CWaPE	Commission Wallonne pour l'Energie
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
OFGEM	Régulateur anglais du gaz et de l'électricité
OLS	Ordinary Least Square
VREG	Régulateur flamand du gaz et de l'électricité



## 1. Contexte et objectif du document

La Région wallonne compte à ce jour 2 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) d'électricité et de gaz (ORES et RESA), et 3 gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité (AIEG, AIESH et REW), après un mouvement important de consolidation du secteur au cours des quinze dernières années. La Commission Wallonne pour l'Energie (CWaPE) est responsable, depuis le 1er juillet 2014, de l'approbation et du contrôle des tarifs appliqués par les GRD électricité et de gaz naturel en Région wallonne.

Après une période transitoire de 4 ans au cours de laquelle les méthodologies tarifaires définies par la CWaPE se sont inscrites très largement dans la continuité des méthodologies tarifaires issues des arrêtés royaux du 2 septembre 2008, la CWaPE a adopté le 17 juillet 2017 « la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2019-2023 ». Cette méthodologie tarifaire a servi de cadre pour l'approbation par la CWaPE, en novembre 2018 et février 2019, des tarifs de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la période régulatoire 2019-2023. Elle a été établie dans le cadre du décret modifié du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité<sup>1</sup>. L'article 4 de ce décret énonce les principes devant être respectés par la CWaPE lors de la construction de sa méthodologie tarifaire, et en particulier, concernant l'efficacité des gestionnaires de réseau, les paragraphes 15, 17 et 20 de cet article indiquent notamment :

- 15° : toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers. Toute décision utilisant des techniques de comparaison des coûts tient compte de la qualité des services rendus et est basée sur des données homogènes, transparentes et fiables. Toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisée entre des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues ;
- 17° : les efforts de productivité éventuellement imposés ou réalisés par les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent pas mettre en péril à court ou à long terme la qualité des réseaux, la sécurité des personnes ou des biens ni la continuité de la fourniture ou encore la viabilité économique des gestionnaires de réseau de distribution ;
- 20° : les tarifs visent à offrir un juste équilibre entre la qualité des services prestés et les prix supportés par les clients finals.

Cette méthodologie tarifaire met en place une régulation incitative de type revenue cap sur les TOTEX (charges et produits opérationnels et charges nettes liées aux immobilisations), avec un point de départ de la trajectoire tarifaire en 2019 construit par les GRD sur base de leurs propres hypothèses et des charges nettes contrôlables pour les années 2020 à 2023, évoluant par rapport à

---

<sup>1</sup> <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/decret/2017/01/19/2017200510/justel>



2019 sur la base de l'inflation (indice santé IS) et d'un facteur d'efficacité commun à tous les GRD fixé à 1,5%.

La CWaPE a entamé au cours de l'année 2019 les travaux préparatoires relatifs à la méthodologie tarifaire 2024-2028.

Dans ce contexte, la CWaPE a sélectionné le cabinet Schwartz and Co pour la réalisation d'une première étude (lot 2) visant à proposer une méthode appropriée de la mesure de l'efficacité individuelle des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz wallons afin de pouvoir remplacer le facteur d'efficacité commun par un facteur individuel dans le cadre de la régulation de la prochaine période régulatoire. Cette étude a été réalisée en 2020 et a abouti à la proposition, validée par la CWaPE, de retenir la méthode dénommée Advanced COLS pour mesurer l'efficacité individuelle des GRD wallons à travers un benchmark international. Pour rappel, la méthode Advanced COLS est une méthode COLS largement utilisée dans le cadre de la régulation des entreprises de transport et de distribution d'électricité et de gaz en Europe ; celle-ci a été améliorée à différents niveaux afin de prendre en compte les meilleurs modèles de fonction de coût et variables explicatives associées. L'ensemble des analyses et résultats de cette première étude sont documentés dans le rapport intitulé « Étude de l'efficacité des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz naturel en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028 » du 12 novembre 2021, publié sur le site de la CWaPE<sup>2</sup>, et dénommé dans le reste de ce document le « Rapport » ; ce dernier a fait l'objet d'une consultation des GRD wallons dont le rapport est également consultable<sup>3</sup>. Ledit Rapport présente une analyse comparative des méthodes de mesure de l'efficacité en Europe, avec une description détaillée des méthodes appliquées par les régulateurs allemand, autrichien, finlandais et français ainsi qu'une description détaillée de la méthode « Advanced COLS » et des raisons pour lesquelles le cabinet Schwartz and Co a recommandé l'application de cette méthode aux GRD en Région wallonne. Le lecteur est renvoyé à ces documents pour toute question ou explication méthodologique.

Sur cette base, la CWaPE a mandaté le cabinet Schwartz and Co pour la réalisation d'une seconde mission (option lot 2) dont l'objectif est la mesure effective de l'efficacité des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz wallons sur la base de la méthode retenue.

**Le présent document constitue le rapport final mis à jour de cette seconde étude, qui a été réalisée avec l'appui des régulateurs européens suivants, que nous tenons à remercier : BNetzA (Allemagne), BRUGEL (Région de Bruxelles capitale), VREG (Région flamande), CRE (France) et OFGEM (Royaume Uni).**

---

<sup>2</sup> <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/5259.pdf>

<sup>3</sup> Une consultation des GRD wallons a eu lieu du 9 septembre 2020 au 7 octobre 2020 dans le cadre de l'établissement du Rapport : le rapport de consultation est consultable sur le site de la CWaPE : <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/Rapport%20de%20consultation%20mesure%20efficacite%20des%20GRD%20-%20lot%202%20-%20v1.01.pdf>.



Ce rapport présente la mesure d'efficacité des GRD wallons basée sur les données de coûts et métier 2019 réalisée entre janvier et novembre 2021 ainsi qu'une analyse complémentaire de mesure d'efficacité des GRD wallons basée sur les données correspondantes 2020, réalisée en novembre-décembre 2021.

### **Rappels introductifs issus du Rapport**

La mesure d'efficacité d'une société est un exercice ardu et subtil, s'appuyant sur la théorie économique, les mathématiques et une démarche scientifique. Les méthodes de mesure d'efficacité appropriées permettent d'estimer l'efficacité relative d'un opérateur par rapport à ses pairs, avec un certain niveau de confiance mesuré par des tests statistiques. Elles permettent d'obtenir des ordres de grandeur de l'efficacité de chaque opérateur et doivent être utilisées avec une précaution. Elles constituent cependant le seul outil à disposition des régulateurs pour objectiver la fixation de facteurs d'efficacité individuels dans le cadre de régulations incitatives.

Du point de vue de la théorie économique, l'efficacité d'une société est la mesure de la « quantité » de produits et services qu'elle fournit (les outputs) pour une « quantité » donnée de facteurs de production (les inputs). Une société est d'autant plus efficace qu'elle produit une quantité d'autant plus élevée de produits et services pour une quantité donnée de facteurs de production (vision orientée output de l'efficacité), ou, de manière équivalente qu'elle utilise une quantité d'autant plus faible d'inputs pour produire une quantité donnée d'outputs (vision orientée input de l'efficacité). Pour mesurer l'efficacité totale d'une société, appelée efficacité économique totale ou efficacité de coût, la méthode doit être capable de capturer la totalité de ses inputs et de ses outputs. Par ailleurs, l'efficacité n'est pas une notion absolue. Une société ne peut être jugée comme plus ou moins efficace que par comparaison avec ses pairs (exercice de *benchmarking*).

Si l'on applique ces notions aux gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz soumis à la régulation, l'efficacité est mesurée en modélisant de manière appropriée les inputs et les outputs de tels opérateurs. Les inputs d'un GRD sont constitués de ses coûts totaux contrôlables (TOTEX ou OPEX selon le schéma de régulation incitative), la mesure de l'efficacité n'ayant pas de sens sur les coûts non contrôlables. Les outputs, souvent appelés également paramètres de comparaison (cf. régulation allemande) ou facteurs de coût ou variables explicatives des coûts, sont des paramètres inducteurs des coûts du GRD, qui doivent être exogènes. Il s'agit de paramètres exogènes propres à l'activité du GRD (ex : longueur du réseau, nombre de clients desservis, énergie distribuée, pointe etc.), mais il peut s'agir également de paramètres environnementaux exogènes ayant une influence sur les coûts du GRD.

La mesure d'efficacité globale des GRD repose sur une mesure orientée input de l'efficacité, dans laquelle on considère comme input les coûts totaux contrôlables du GRD. Ces coûts totaux mesurent les facteurs de production que sont le capital et le travail.

Les méthodes paramétriques (comme l'approche Advanced COLS ici mise en œuvre) sont des méthodes économétriques consistant à modéliser pour un échantillon de GRD observés une fonction de production permettant d'expliquer le coût de chaque GRD (input) à partir des paramètres inducteurs de coût (outputs) : coût total=FP(paramètres inducteurs de coût). Cette





fonction de production constitue une référence à partir de laquelle est estimée une frontière d'efficacité. La mesure d'efficacité est ensuite réalisée en comparant la position de chaque GRD par rapport à cette frontière d'efficacité. Les méthodes paramétriques sont des méthodes statistiques qui de ce fait ont l'énorme avantage de permettre la validation de la qualité et de la robustesse statistique du modèle obtenu de manière objective grâce à des tests et techniques statistiques. Elles permettent en particulier de vérifier la significativité statistique de chaque paramètre d'output intégré au modèle ainsi que la significativité statistique globale du modèle, c'est-à-dire son pouvoir explicatif des coûts par les paramètres d'output retenus. La méthode paramétrique Advanced COLS permet également de générer le meilleur modèle d'un point de vue statistique à partir d'un jeu de paramètres inducteurs de coûts possibles, sans préjuger des paramètres finalement utilisés dans le modèle, ni dans une large mesure de la forme spécifique de la fonction de production.

Le Rapport a recommandé d'appliquer un modèle de mesure d'efficacité des GRD wallons d'électricité et de gaz basé sur une méthode paramétrique avec une frontière d'efficacité déterministe (positionnée soit au premier décile, soit au second décile, soit au premier quartile en fonction de l'objectif que la CWaPE souhaite fixer), appliquée à une base de coût constituée des charges nettes contrôlables hors OSP au sens de la méthodologie tarifaire (OPEX + charges nettes liées aux immobilisations), avec prise en compte des CAPEX sur base comptable pour le calcul des charges amortissements. La forme de la fonction de coût et ses variables explicatives sont déterminées de manière statistiquement optimale selon la méthodologie advanced COLS, qui intègre également une vérification de la validité économique et opérationnelle du modèle économétrique obtenu. Des tests statistiques détaillés sont réalisés pour valider la robustesse des modèles économétriques générés dans le cadre de la méthode Advanced COLS.

Le présent rapport se lit dans la poursuite du Rapport, accompagné du rapport de consultation qui l'accompagnait. Il est renvoyé à ces documents pour toute explication complémentaire relative au détail, à la justification, et aux développements ayant mené au choix de la méthode dont le résultat de la mise en œuvre est présenté ici.



## 2. Résultat clés

### 2.1. Mesure d'efficacité basée sur les données 2019

#### Échantillons de GRD retenus pour la modélisation

L'échantillon des GRD retenu pour chaque énergie a été constitué à partir des échanges avec 5 régulateurs de l'énergie européens (BRUGEL, VREG, BNetzA, CRE, OFGEM), avec pour objectif d'obtenir des données de coûts d'une granularité suffisante pour pouvoir constituer des bases de coûts à périmètre identique, ainsi que les données métier requises pour constituer le jeu de variables explicatives en entrée de la modélisation économétrique.

Au final, **la mesure d'efficacité a été réalisée à partir d'un échantillon comprenant 21 GRD pour l'électricité et 21 GRD pour le gaz** (soit un nombre allant au-delà de la fourchette requise de 15 à 20 GRD spécifiée dans le Rapport), décomposés comme suit :

- **Pour l'électricité :**
  - les 5 GRD wallons : AIEG, AIESH, ORES, RESA et REW ;
  - le GRD de la Région de Bruxelles : Sibelga ;
  - le GRD de la Région flamande : Fluvius ;
  - 14 GRD électricité allemands : la liste de ces GRD n'est pas communiquée, en vertu des clauses de confidentialité fixées par le régulateur allemand (BNetzA), qui a fourni les données de coûts et les données métier détaillées requises pour notre analyse. Les GRD ont été sélectionnés principalement sur base de critères de taille (longueur de réseau et nombre de points de fourniture) et d'efficacité en s'appuyant sur les résultats de la dernière mesure d'efficacité réalisée par le BNetzA (efficacité comprise entre 90 % et 100 %). Ces GRD ont des réseaux dont la longueur est comprise entre environ 1000 km et 30 000 km, à comparer à 542 km pour le plus petit GRD wallon et 51 327 km pour le plus grand. Les 14 GRD allemands ont un nombre de points de fourniture compris entre environ 100 000 et 2,5 millions, à comparer à 18 467 pour le plus petit GRD wallon et 1,4 millions pour le plus grand GRD wallon.
- **Pour le gaz :**
  - les 2 GRD wallons : ORES et RESA ;
  - le GRD de la Région de Bruxelles : Sibelga ;
  - le GRD de la Région flamande : Fluvius ;
  - 17 GRD gaz allemands : comme pour l'électricité la liste de ces GRD n'est pas communiquée, en vertu des clauses de confidentialité fixées par le régulateur allemand (BNetzA). Les GRD ont été sélectionnés principalement sur base de critères de taille et d'efficacité en s'appuyant sur les résultats de la dernière mesure d'efficacité réalisée par le BNetzA (efficacité comprise entre 90 % et 100 %). Ces GRD ont des réseaux dont la longueur est comprise entre environ 400 km et



40 000 km, à comparer à des longueurs totales de réseau variant entre 4099 km pour le plus petit GRD wallon et 9931 km pour le plus grand. Les 17 GRD allemands ont un nombre de points de fourniture compris entre quelques dizaines de milliers et un million, à comparer à 280 721 pour le plus petit GRD wallon et 560 747 pour le plus grand GRD wallon.

Aucun GRD français ni anglais n'a finalement été retenu, en raison de l'impossibilité de reconstituer des bases de coûts au périmètre fixé pour les GRD wallons avec le niveau de granularité des coûts requis pour assurer une modélisation de qualité, et de certaines différences structurelles (notamment le fait que les GRD anglais ne sont pas responsables du comptage), ces points n'étant pas surmontables dans la modélisation sans dégrader la qualité et la pertinence de l'exercice.

Il est rappelé que l'inclusion de tel ou tel pays dans l'échantillon n'est pas une fin en soi, le point essentiel pour garantir la qualité de la modélisation étant premièrement d'obtenir des données de coûts fiables et d'une granularité suffisante pour pouvoir constituer des bases de coûts à périmètre identique, deuxièmement d'obtenir les données métier requises pour constituer de manière fiable le jeu de variables explicatives en entrée de la modélisation économétrique, et troisièmement d'obtenir un échantillon d'une taille suffisante pour assurer une bonne qualité statistique de la modélisation, pour des GRD situés dans des pays dans un contexte économique et réglementaire comparable à de celui de la Belgique, ce qui est bien le cas de l'Allemagne, pays de l'UE voisin de la Belgique, au niveau de vie très proche de celui de la Belgique (voir le paragraphe 3.1 du présent rapport et le paragraphe 5.2.3 du Rapport). L'Allemagne est par ailleurs considérée comme un modèle en matière de transition énergétique et le système électrique allemand présente un niveau de qualité de service très élevé (voir paragraphe 3.1).

### **Bases de coûts**

La mesure d'efficacité a été réalisée à partir d'une base de coûts constituée, pour chaque GRD électricité / gaz de l'échantillon, et au sens de la méthode tarifaire wallonne en vigueur, des charges nettes contrôlables hors OSP (sauf charges relatives aux compteurs à budget, qui ont été conservées en prenant en compte dans la modélisation la variable explicative « % de compteurs à budget »), hors provisions (dotations et reprises) et hors charges et produits financiers, calculées sur les coûts réels de l'année 2019.

Pour les GRD allemands, pour des raisons de disponibilité des données ayant la granularité suffisante, les coûts réels 2016, respectivement 2015, ont été utilisés pour l'électricité, respectivement le gaz, en les retraitant de l'inflation pour obtenir des coûts en euro 2019. Il s'agit des données les plus récentes à disposition du régulateur allemand.

Comme prévu dans la méthode décrite dans le Rapport, cette base de coûts a été retraitée sur la partie CAPEX (charges nettes liées aux immobilisations) pour éliminer le biais induit par les financements de tiers (subsidés et recettes de tarifs non périodiques).

### **Variables explicatives**



Pour l'électricité, 30 variables (dénommées  $X_i$ ,  $i$  de 1 à 30) explicatives de la variable à expliquer, qui est la base de coûts exprimée en logarithme (dénommée  $Y$ , avec  $Y = \ln(\text{coûts})$ ), ont été présélectionnées sur base de leur pertinence métier (voir tableau suivant) et les données correspondantes collectées pour les 21 GRD électricité de l'échantillon. Pour rappel, la méthode Advanced COLS ne préjuge pas, parmi ces 30 variables explicatives candidates, les variables qui sont les variables optimales pour modéliser les coûts  $Y$ .

Tableau 1. Jeu de variables explicatives candidates pour l'électricité en entrée de la modélisation

Variable	Dénomination (unité)
X1	Longueur totale du réseau (km)
X2	Longueur totale du réseau aérien (km)
X3	Longueur du réseau aérien basse tension (km)
X4	Longueur du réseau aérien moyenne tension (km)
X5	Longueur du réseau aérien haute tension (km)
X6	% du réseau aérien par rapport au réseau total (%)
X7	Longueur totale du réseau souterrain (km)
X8	Longueur du réseau souterrain basse tension (km)
X9	Longueur du réseau souterrain moyenne tension (km)
X10	Longueur du réseau souterrain haute tension (km)
X11	% du réseau souterrain par rapport au réseau total (%)
X12	% de longueur du réseau BT par rapport à la longueur totale
X13	% de longueur du réseau MT par rapport à la longueur totale
X14	% de longueur du réseau HT par rapport à la longueur totale
X15	Nombre total de points de fourniture
X16	% de compteurs intelligents
X17	% de compteurs à budget
X18	Volume annuel moyen d'énergie acheminée (GWh)
X19	Pointe de charge annuelle moyenne du réseau (MW)
X20	Nombre de points de fourniture par km de réseau (nb/km)
X21	Volume annuel moyen d'énergie acheminée par point de fourniture (MWh/nb pdf)
X22	Volume annuel moyen d'énergie acheminée par km de réseau (MWh/km)
X23	Pointe de charge annuelle moyenne du réseau par point de fourniture (kW/nb pdf)
X24	Coût moyen du travail du pays
X25	$\ln$ (Longueur totale du réseau) (km)
X26	$\ln$ (Longueur totale du réseau souterrain) (km)
X27	$\ln$ (Nombre total de point de fourniture)
X28	$\ln$ (Volume annuel d'énergie acheminée) (GWh)
X29	$\ln$ (Pointe de charge annuelle du réseau) (MW)
X30	$\ln$ (Coût moyen du travail du pays)

Pour le gaz, 23 variables explicatives ont été identifiées de manière similaire (voir tableau suivant) et les données correspondantes collectées pour les 21 GRD gaz de l'échantillon.



Tableau 2. Jeu de variables explicatives candidates pour le gaz en entrée de la modélisation

Variable	Dénomination (unité)
X1	Longueur totale du réseau (km)
X2	Longueur du réseau basse pression (km)
X3	Longueur du réseau moyenne pression (km)
X4	Longueur du réseau haute pression (km)
X5	% de longueur du réseau BP par rapport à la longueur totale (%)
X6	% de longueur du réseau MP par rapport à la longueur totale (%)
X7	% de longueur du réseau HP par rapport à la longueur totale (%)
X8	Nombre total de points de fourniture
X9	% de compteurs intelligents
X10	% de compteurs à budget
X11	Volume annuel moyen d'énergie acheminée (GWh)
X12	Pointe de charge annuelle moyenne du réseau (MW)
X13	Nombre de points de fourniture par km de réseau (nb/km)
X14	Volume annuel moyen d'énergie acheminée par point de fourniture (MWh/nb pdf)
X15	Volume annuel moyen d'énergie acheminée par km de réseau (MWh/km)
X16	Pointe de charge annuelle moyenne du réseau par point de fourniture (kW/nb pdf)
X17	Coût moyen du travail du pays
X18	Ln (Longueur totale du réseau) (km)
X19	Ln (Longueur totale du réseau moyenne pression) (km)
X20	Ln (Nombre total de points de fourniture)
X21	Ln (Volume annuel d'énergie acheminée) (GWh)
X22	Ln (Pointe de charge annuelle du réseau) (MW)
X23	Ln (Coûts moyen du travail du pays)

### **Modélisation de la fonction de coût**

Pour l'électricité, la méthode Advanced COLS nous a permis de sélectionner sur la base des données de coûts et des variables explicatives pour les 21 GRD de l'échantillon, parmi près de 33 000 modèles potentiels de fonction de coût calculés par régression linéaire multiple (OLS) et analysés statistiquement (batterie de tests statistiques) et économiquement (pertinence du signe des coefficients du modèle et pertinence métier des variables explicatives du modèle) un modèle optimal à la fois en termes statistiques et économiques basé sur les 5 variables explicatives suivantes (voir

Tableau 3) :

- % de longueur de réseau HT par rapport à la longueur totale du réseau (X14),
- coût moyen du travail du pays (X24),
- Ln (Longueur totale du réseau souterrain) (X26),
- Ln (Nombre total de point de fourniture) (X27), et
- Ln (Pointe de charge annuelle du réseau) (X29).



Ce modèle est le meilleur sur le plan statistique parmi tous les modèles calculés, après élimination de tous les modèles dont au moins une variable explicative n'est pas statistiquement significative (probabilité critique du coefficient supérieure à 0,05) ou dont les coefficients n'ont pas un signe pertinent (seuls 99 modèles sur près de 33 000 calculés subsistent après cette première élimination) : critère d'information d'Akaike le plus bas ; toutes les variables du modèle sont significatives ; tous les coefficients sont très significativement différents de 0 avec une probabilité critique très inférieure à 0,05 ; le modèle ne présente ni autocorrélation des résidus, ni d'hétéroscédasticité ; la distribution du résidu peut être considérée comme normale ; aucun effet de levier n'a été détecté ; un point d'influence potentiel a été détecté parmi les GRD allemands mais il a été vérifié que ce point n'a qu'un impact extrêmement faible sur le modèle (modèle quasi inchangé avec ou sans ce point). Ce modèle s'affranchit de l'année de référence utilisée pour le calculer.

Tableau 3. Modèle de fonction de coûts retenu pour les GRD électricité

Modèle électricité retenu
$\text{Ln}(\text{TOTEX}) = 4,66858 * X14 + 0,0736452 * X24 + 0,294991 * X26 + 0,376095 * X27 + 0,267646 * X29 + 6,06888$

**Pour le gaz**, la méthode Advanced COLS nous a permis de sélectionner de la même manière un modèle optimal à la fois en termes statistiques et économiques basé sur les 2 variables explicatives suivantes :

- Pointe de charge annuelle moyenne du réseau par point de fourniture (X16), et
- Ln (Nombre total de points de fourniture).

Ce modèle est le second meilleur modèle au niveau statistique parmi tous les modèles générés, après élimination de tous les modèles dont au moins une variable explicative n'est pas statistiquement significative ou dont les coefficients n'ont pas un signe pertinent (seuls 26 modèles sur près de 33 000 calculés subsistent après cette première élimination) : second critère d'Akaike le plus bas ; toutes les variables du modèle sont significatives ; tous les coefficients sont très significativement différents de 0 avec une probabilité critique très inférieure à 0,05 ; le modèle ne présente ni autocorrélation des résidus, ni d'hétéroscédasticité ; la distribution du résidu peut être considérée comme normale ; aucun effet de levier n'a été détecté ; un point d'influence potentiel a été détecté parmi les GRD allemands et il a été vérifié que ce point n'a qu'un impact extrêmement faible sur le modèle (modèle quasi inchangé avec ou sans ce point). Un point anormal a également été détecté parmi les GRD mais il a été vérifié que l'impact de ce point sur le modèle est très faible également. Le modèle présentant le critère d'Akaike le plus élevé n'a pas été retenu en raison de sa moindre pertinence économique, l'une des deux variables explicatives de ce modèle étant le logarithme du volume annuel acheminé (voir paragraphe 4.4.1).

Tableau 4. Modèle de fonction de coûts retenu pour les GRD gaz

Modèle électricité retenu
$\text{Ln}(\text{TOTEX}) = 0,046081 * X16 + 0,956563 * X20 + 5,297717$



## Efficiences des GRD wallons

L'efficacité des GRD électricité / gaz wallons a été calculée par rapport à la frontière d'efficacité positionnée au premier décile et au premier quartile<sup>4</sup>, en traduisant les modèles électricité / gaz retenus soit sur le premier décile soit sur le premier quartile des 21 résidus égaux à la différence, pour chaque GRD, entre le logarithme des coûts réels du GRD (voir paragraphe 3.5), et le logarithme des coûts modélisés du GRD à partir du modèle de fonction de coût retenu. Pour rappel, le choix de positionnement final de la frontière d'efficacité au premier décile ou au premier quartile sera un choix du régulateur.

Pour le calcul final d'efficacité (donc post modélisation économétrique), une correction du biais de mesure induit par les compteurs à budget a été introduite parce que les modèles électricité et gaz optimaux retenus ne comprennent pas la variable explicative « % de compteurs à budget », alors que les compteurs à budget induisent des surcoûts exogènes non négligeables chez les GRD wallons par rapport aux GRD allemands et à Sibelga, qui n'ont aucun compteur à budget dans leurs actifs. Cette correction consiste à retraiter la base de coûts des GRD wallons en remplaçant les charges d'exploitation et les charges nettes liées aux immobilisations relatives aux compteurs à budget par des charges nettes liées aux immobilisations calculées pour le nombre de compteurs à budget à partir du coût d'amortissement moyen par compteur classique. Il est à noter que ce retraitement est favorable aux GRD wallons, car il ne comprend pas d'ajout de charges d'exploitation.

Sur cette base, **pour l'électricité, les résultats de la mesure d'efficacité sur les coûts réels 2019 des GRD wallons sont les suivants :**

Tableau 5. Efficacité mesurée des GRD électricité wallons - 2019

<b>Efficacité au 1<sup>er</sup> décile (ACOLSD)</b>	<b>GRD</b>	<b>Efficacité au 1<sup>er</sup> quartile (ACOLSQ)</b>	<b>GRD</b>
Entre 95% et 100%	AIEG, AIESH, RESA	Entre 95% et 100%	AIEG, AIESH, RESA
Entre 90% et 95%	-	Entre 90% et 95%	REW
Entre 85% et 90%	REW	Entre 85% et 90%	ORES
Entre 80% et 85%	ORES	Entre 80% et 85%	-
Entre 75% et 80%	-	Entre 75% et 80%	-
Sous 75%	-	Sous 75%	-

**Pour le gaz, les résultats de la mesure d'efficacité sur les coûts réels 2019 des GRD wallons sont les suivants :**

<sup>4</sup> Pour des explications complémentaires relatives à la frontière d'efficacité et à son positionnement au 1<sup>er</sup> décile vs au 1<sup>er</sup> quartile, voir le Rapport en particulier aux pages 10 et 13.



Tableau 6. Efficience mesurée des GRD gaz wallons - 2019

Efficiencia au 1 <sup>er</sup> décile (ACOLSD)	GRD	Efficiencia au 1 <sup>er</sup> quartile (ACOLSQ)	GRD
Entre 95% et 100%	-	Entre 95% et 100%	ORES, RESA
Entre 90% et 95%	RESA	Entre 90% et 95%	-
Entre 85% et 90%	-	Entre 85% et 90%	-
Entre 80% et 85%	ORES	Entre 80% et 85%	-
Entre 75% et 80%	-	Entre 75% et 80%	-
Sous 75%	-	Sous 75%	-

Les annexes figurant aux chapitres 6 à 12 détaillent les résultats pour chaque GRD.

## 2.2. Mesure d'efficience basée sur les données 2020

Les modèles électricité (voir Tableau 3) et gaz (voir Tableau 4) ainsi que les frontières d'efficience correspondantes établis comme décrit au paragraphe 2.1 ont été réutilisés en l'état pour calculer l'efficience des GRD wallons électricité et gaz sur la base des données réalisées de ces GRD pour l'année 2020.

Pour ce faire (voir méthodologie détaillée au chapitre 5) :

- Les bases de coûts de ces GRD, corrigées du biais de mesure induit par les compteurs à budget selon la méthode décrite précédemment, ont été calculées pour l'année 2020, au même périmètre que pour l'année 2019, sur la base des données des rapports ex-post 2020, puis converties en euros 2019 à partir de l'inflation réelle en 2020.
- L'efficience de chaque GRD électricité / gaz a ensuite été calculée comme la distance entre la base de coûts 2020 du GRD en question précédemment établie, et la frontière d'efficience au premier décile / au premier quartile. Cette frontière d'efficience a été calculée à partir du modèle électricité / gaz translaté, appliqué aux valeurs 2020 pour le GRD en question des variables explicatives du modèle électricité / gaz.
- Les modèles électricité et gaz retenus intégrant des variables explicatives dépendant de la pointe de charge moyenne du réseau, en raison de la baisse de la pointe en 2020 pour l'ensemble des GRD sauf pour le GRD électricité ORES, qui semble refléter un effet conjoncturel lié à l'épidémie de COVID, 2 valeurs d'efficience 2020 ont été calculées pour chaque GRD électricité / gaz : la première est basée sur la prise en compte de la pointe de charge moyenne 2017-2019, c'est-à-dire une valeur inchangée par rapport à la mesure d'efficience 2019, tandis que la seconde est basée sur la pointe de charge moyenne sur 2018-2020. L'impact de ce paramètre sur la mesure d'efficience est cependant modéré (au maximum 0,6 point de pourcentage d'efficience dans le cas de l'électricité et 1,4 point de pourcentage d'efficience dans le cas du gaz).





Sur cette base, pour l'électricité, les résultats de la mesure d'efficacité sur les coûts réels 2020 des GRD wallons sont les suivants :

Tableau 7. Efficacité mesurée des GRD électricité wallons – 2020

Efficiency au 1 <sup>er</sup> décile (ACOLSD)	GRD	Efficiency au 1 <sup>er</sup> quartile (ACOLSQ)	GRD
Entre 95% et 100%	AIEG	Entre 95% et 100%	AIEG, RESA
Entre 90% et 95%	RESA	Entre 90% et 95%	
Entre 85% et 90%		Entre 85% et 90%	AIESH, REW
Entre 80% et 85%	AIESH, REW	Entre 80% et 85%	ORES
Entre 75% et 80%	ORES	Entre 75% et 80%	
Sous 75%		Sous 75%	

Pour le gaz, les résultats de la mesure d'efficacité sur les coûts réels 2020 des GRD wallons sont les suivants :

Tableau 8. Efficacité mesurée des GRD gaz wallons - 2020

Efficiency au 1 <sup>er</sup> décile (ACOLSD)	GRD	Efficiency au 1 <sup>er</sup> quartile (ACOLSQ)	GRD
Entre 95% et 100%		Entre 95% et 100%	RESA
Entre 90% et 95%		Entre 90% et 95%	
Entre 85% et 90%	RESA	Entre 85% et 90%	ORES <sup>5</sup>
Entre 80% et 85%		Entre 80% et 85%	ORES <sup>6</sup>
Entre 75% et 80%		Entre 75% et 80%	
Sous 75%	ORES	Sous 75%	

Les annexes figurant aux chapitres 13 à 19 détaillent les résultats pour chaque GRD.

<sup>5</sup> Avec prise en compte de la pointe de charge moyenne 2017-2019

<sup>6</sup> Avec prise en compte de la pointe de charge moyenne 2018-2020



### **3. Mesure de l'efficacité des GRD électricité en Région wallonne sur la base des données de 2019**

#### **3.1. Échantillon de GRD électricité retenus**

L'échantillon des GRD retenu pour l'électricité a été constitué à partir des échanges avec 5 régulateurs de l'énergie européens (BRUGEL - Région de Bruxelles, VREG- Région flamande, BNetzA – Allemagne, CRE – France, OFGEM - Royaume Uni), avec pour objectifs :

- d'obtenir des données de coûts fiables et d'une granularité suffisante pour pouvoir constituer des bases de coûts à périmètre identique ;
- d'obtenir les données métier requises pour constituer de manière fiable le jeu de variables explicatives en entrée de la modélisation économétrique ;
- d'obtenir un échantillon d'une taille comprise entre 15 et 20 GRD (GRD wallons inclus), et si possible au-delà, pour assurer une bonne qualité statistique de la modélisation.

Au final, la mesure d'efficacité a été réalisée à partir d'un échantillon comprenant 21 GRD, soit un de plus que le haut de la fourchette préconisée dans le Rapport. Les très bons résultats des tests statistiques du modèle de fonction de coût généré par la méthode Advanced COLS confirment que l'échantillon retenu est de taille suffisante (voir paragraphe 3.4.2).

L'échantillon des GRD retenu pour l'électricité comprend :

- les 5 GRD wallons : AIEG, AIESH, ORES, RESA et REW ;
- le GRD de la Région de Bruxelles : Sibelga ;
- le GRD de la Région flamande : Fluvius ;
- 14 GRD électricité allemands : la liste de ces GRD n'est pas communiquée, en vertu des clauses de confidentialité fixées par le régulateur allemand (BNetzA), qui a fourni les données de coûts et les données métier détaillées requises pour notre analyse. Les GRD ont été sélectionnés principalement sur base de critères de taille (longueur de réseau et nombre de points de fourniture) et d'efficacité en s'appuyant sur les résultats de la dernière mesure d'efficacité réalisée par le BNetzA (efficacité comprise entre 90 % et 100 %). Ces GRD ont des réseaux dont la longueur est comprise entre environ 1000 km et 30 000 km, à comparer à 542 km pour le plus petit GRD wallon et 51 327 km pour le plus grand. Les 14 GRD allemands ont un nombre de points de fourniture compris entre environ 100 000 et 2,5 millions, à comparer à 18 467 pour le plus petit GRD wallon et 1,4 millions pour le plus grand GRD wallon.

Aucun GRD français ni anglais n'a finalement été retenu, en raison de la difficulté à reconstituer des bases de coûts au périmètre fixé pour les GRD wallons avec le niveau de granularité des coûts requis pour assurer une modélisation de qualité, et de certaines différences structurelles (notamment le fait que les GRD anglais ne sont pas responsables du comptage), ces points n'étant pas surmontables dans la modélisation sans dégrader la qualité et la pertinence de l'exercice.



Il est rappelé que l'inclusion de tel ou tel pays dans l'échantillon n'est pas une fin en soi, le point essentiel pour garantir la qualité de la modélisation étant l'atteinte des 3 objectifs cités au début de cette section, pour des GRD situés dans des pays dans un contexte économique et réglementaire comparable à celui de la Belgique, ce qui est bien le cas de l'Allemagne, pays de l'UE voisin de la Belgique, au niveau de vie très proche de celui de la Belgique. L'Allemagne est par ailleurs considérée comme un modèle en matière de transition énergétique et le système électrique allemand présente un niveau de qualité de service très élevé : en effet, l'indisponibilité totale du système électrique allemand en 2016 était de 23,55 minutes par client<sup>7</sup> à comparer à 48,23 minutes par client en 2019 en Région wallonne<sup>8</sup>.

### 3.2. Base de coûts

La modélisation économétrique de la fonction de coût a été réalisée à partir d'une base de coûts constituée, pour chaque GRD électricité de l'échantillon, et au sens de la méthode tarifaire wallonne en vigueur, des charges nettes contrôlables hors OSP (sauf charges relatives aux compteurs à budget, qui ont été conservées en prenant en compte dans la modélisation la variable explicative « % de compteurs à budget »), hors provisions (dotations et reprises) et hors charges et produits financiers. La base de coûts de chaque GRD a été calculée :

- sur la base des coûts réels de l'année 2019 pour les GRD wallons, à partir des données figurant dans les rapports ex-post 2019 ;
- sur la base des coûts réels de l'année 2019 pour les GRD de Bruxelles et de la Flandre, à partir des données détaillées fournies par BRUGEL et VREG ;
- sur la base des coûts réels de l'année 2016 retraités de l'inflation jusqu'en 2019 pour obtenir des coûts en €2019, pour les GRD allemands, à partir des données détaillées fournies par le BNetzA ; en effet 2016 est la dernière année pour laquelle le BNetzA dispose des données ayant la granularité suffisante. L'utilisation de données 2016 ne pose cependant pas de problème étant donné ce retraitement de l'inflation, conjointement à l'utilisation des variables explicatives 2016, et le fait qu'il n'y a pas eu de changement de réglementation majeur entre 2016 et 2019 au niveau européen ayant pu induire une différence structurelle des coûts qui ne pourrait pas être capturée à travers les variables explicatives. Le retraitement de l'inflation a été effectué en appliquant à l'ensemble des coûts 2016 une inflation cumulée de 4,76 % sur la période 2017-2019, calculée à partir des données annuelles d'inflation en Allemagne suivantes publiées par le FMI :

---

<sup>7</sup> Source : CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply

Data update 2015/2016, Ref: C18-EQS-86-03, 26-July-2018 ; l'indisponibilité totale est calculée comme la somme de l'indicateur « planned SAIDI » et de l'indicateur « unplanned SAIDI including exceptional events » (tableaux 6 et 7)

<sup>8</sup> AVIS CD-20j15-CWaPE-1869 du 15/10/2020, « PLANS D'ADAPTATION PORTANT SUR LA PERIODE 2021-2025 ET INDICATEURS DE QUALITE 2019 DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE », rendu suite à l'examen réalisé en application de l'article 15 du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité », page 89



Tableau 9. Inflation en Allemagne sur la période 2017-2019

Inflation DE	2017	2018	2019
%	1,51%	1,73%	1,45%

Cette base de coûts, dénommée TOTEX dans la suite de ce document est composée d'une partie OPEX et d'une partie CAPEX, cette dernière correspondant aux charges nettes liées aux immobilisations au sens de la méthode tarifaire wallonne en vigueur. Comme indiqué dans la méthode décrite dans le Rapport, la partie CAPEX a été retraitée pour éliminer le biais induit par les financements de tiers (financements de tiers = subsides et recettes des tarifs non périodiques). Ce retraitement a été réalisé comme suit :

- Pour tous les GRD belges, les financements de tiers étant défalqués des immobilisations brutes pour calculer des immobilisations nettes, nous avons calculé pour chaque GRD un taux de financement moyen sur la période la plus longue possible selon les données disponibles (2014-2019 pour la région wallonne, 2015-2019 pour Bruxelles, 2010-2019 pour la Flandre), noté TFM, égal à la somme des financements de tiers sur la période divisée par la somme des investissements bruts totaux sur la période. Les amortissements 2019 (qui sont nets de financements de tiers) ont été transformés en amortissements bruts comme suit : amortissement brut = amortissement net / (1 – TFM).
- Pour les GRD allemands, les financements de tiers n'étant pas défalqués au niveau des immobilisations mais directement au niveau des charges d'exploitation, le retraitement a consisté à ne pas tenir compte des financements de tiers dans le calcul de la base de coûts.

La base de coûts ainsi constituée pour être utilisée en entrée de la modélisation économétrique de la fonction de coût est dénommée TOTEX B2 (B désigne la prise en compte des coûts totaux réels relatifs aux compteurs à budget, 2 désigne le retraitement des CAPEX pour éliminer le biais des financements de tiers). TOTEX B2 est égal à la somme d'OPEX B2 et CAPEX B2. La base CAPEX avant retraitement des financements de tiers est dénommée CAPEX B1.

Tableau 10. Décomposition de la base de coûts utilisée en entrée de la modélisation économétrique

Type de coût	Description
OPEX B2	Charges nettes d'exploitation contrôlables, charges nettes relatives aux compteurs à budget incluses, hors autres OSP, hors provisions, hors charges et produits financiers
CAPEX B1	Charges nettes liées aux immobilisations, compteurs à budget inclus, hors autres OSP
CAPEX B2	CAPEX B1 retraités des financements de tiers
<b>TOTEX B2</b>	<b>Base de coûts utilisée en entrée de la modélisation économétrique (avant passage en logarithme)</b> <b>TOTEX B2 = OPEX B2 + CAPEX B2</b>

Les annexes figurant aux chapitres 5 à 9 détaillent la base de coûts pour chaque GRD électricité wallon.



Comme indiqué dans la méthode décrite dans le Rapport, nous avons également analysé l'impact des différences de durées d'amortissement entre les GRD en Région wallonne et les autres GRD de l'échantillon. Les durées d'amortissement comparées sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 11. Durées d'amortissement des actifs de distribution d'électricité

Type d'actifs	Durées d'amortissement (en années / en % d'amortissement / an)			
	Wallonie	Allemagne	Flandre	Bruxelles
Ligne aérienne	50 ans / 2%	30 à 40 ans / 3,3 à 2,5%	50 ans / 2%	50 ans / 2%
Ligne souterraine (câble)	50 ans / 2%	40 à 45 ans / 2,5 à 2,2%	50 ans / 2%	50 ans / 2%
Poste/cabine de transformation (hors poste client)	33 ans / 3%	30 à 35 ans / 3,3 à 2,9%	33 ans / 3%	33 ans / 3%
Poste/cabine de transformation client	33 ans / 3%	30 à 35 ans / 3,3 à 2,9%	33 ans / 3%	NA
Compteurs : <ul style="list-style-type: none"> <li>classiques</li> <li>télémesurés</li> <li>intelligents</li> <li>à budget</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>33 ans / 3%</li> <li>10 ans / 10%</li> <li>15 ans / 6,67%</li> <li>10 ans / 10%</li> </ul>	13 à 18 ans / 7,7 à 5,6%	<ul style="list-style-type: none"> <li>33 ans / 3%</li> <li>10 ans / 10%</li> <li>15 ans / 6,67%</li> <li>10 ans / 10%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>33 ans / 3%</li> <li>NA</li> <li>NA (aucun)</li> <li>NA (aucun)</li> </ul>
Véhicule léger	5 ans / 20%	5 ans / 20%	5 ans / 20%	5 ans / 20%
Véhicule lourd	5 ans / 20%	8 ans / 20%	5 ans / 20%	5 ans / 20%
Bâtiment administratif	50 ans / 2%	60 à 70 ans / 1,7 à 1,4%	50 ans / 2%	50 ans / 2%
Bâtiment industriel	33 ans / 3%	50 à 60 ans / 2 à 1,7%	33 ans / 3%	33 ans / 3%
Matériel informatique	3 ans / 33%	4 à 8 ans / 25 à 12,5%	3 ans / 33%	3 ans / 33%
Logiciels : <ul style="list-style-type: none"> <li>bureautiques</li> <li>spécifiques</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>3 ans / 33%</li> <li>10 ans / 10%</li> </ul>	3 à 5 ans / 33 à 20 %	0 (dans les OPEX)	5 ans / 20%

On remarque tout d'abord que les durées d'amortissement en Flandre et à Bruxelles sont quasi identiques à celles de la Région wallonne, à l'exception de la durée d'amortissement des logiciels, qui est plus courte en Flandre et à Bruxelles, ce qui a tendance à pénaliser les GRD de ces régions par rapport aux GRD wallons, mais la Région wallonne étant passée d'une durée d'amortissement des logiciels spécifiques de 5 ans à 10 ans en 2019, le biais induit est faible et en faveur des GRD wallons.

On remarque ensuite que les durées d'amortissement d'actifs constituant une part importante de la Base d'Actifs Régulés des GRD belges est plus courte en Allemagne qu'en Région wallonne (lignes et câbles, compteurs), à l'exception des durées d'amortissement des bâtiments qui est plus longue en Allemagne qu'en Région wallonne. Nous avons estimé l'impact sur les amortissements des GRD wallons d'une utilisation des durées d'amortissement des GRD allemands, en réévaluant les amortissements 2019 des GRD wallons sur la base des durées d'amortissement allemandes avec les hypothèses conservatrices (donc favorables aux GRD wallons) de durée d'amortissement suivantes :

- Lignes : 40 ans
- Câbles : 45 ans
- Postes/cabines : 35 ans
- Compteurs classiques : 18 ans



- Bâtiments administratifs : 70 ans
- Bâtiments techniques : 60 ans
- Matériel roulant : 6,5 ans
- Autres types d'actifs : valeurs définies dans la méthode tarifaire wallonne en vigueur

Nous constatons qu'avec ces valeurs, les amortissements des GRD wallons augmenteraient dans une fourchette comprise entre 2 % et 8,4 % selon le GRD. La modélisation économétrique qui a été effectuée à partir de la base de coûts TOTEX B2 décrite précédemment, qui n'est pas retraitée au niveau des durées d'amortissement, est donc favorable aux GRD wallons.

### 3.3. Variables explicatives

Pour l'électricité, 30 variables (dénommées  $X_i$ ,  $i$  de 1 à 30) explicatives de la variable à expliquer, qui est la base de coûts exprimée en logarithme (dénommée  $Y$ , avec  $Y = \ln(\text{TOTEX})$ ), ont été présélectionnées pour leur pertinence métier (voir tableau suivant) et les données correspondantes collectées pour les 21 GRD électricité de l'échantillon. Pour rappel, la méthode Advanced COLS ne préjuge pas, parmi ces 30 variables explicatives, les variables qui sont optimales pour modéliser  $Y$ . C'est l'exercice de modélisation économétrique qui permet de déterminer parmi ces 30 variables candidates, le jeu de variables optimales et le modèle de fonction de coût optimal correspondant.

Tableau 12. Jeu de variables explicatives candidates pour l'électricité en entrée de la modélisation

Variable	Dénomination (unité)
X1	Longueur totale du réseau (km)
X2	Longueur totale du réseau aérien (km)
X3	Longueur du réseau aérien basse tension (km)
X4	Longueur du réseau aérien moyenne tension (km)
X5	Longueur du réseau aérien haute tension (km)
X6	% du réseau aérien par rapport au réseau total (%)
X7	Longueur totale du réseau souterrain (km)
X8	Longueur du réseau souterrain basse tension (km)
X9	Longueur du réseau souterrain moyenne tension (km)
X10	Longueur du réseau souterrain haute tension (km)
X11	% du réseau souterrain par rapport au réseau total (%)
X12	% de longueur du réseau BT par rapport à la longueur totale
X13	% de longueur du réseau MT par rapport à la longueur totale
X14	% de longueur du réseau HT par rapport à la longueur totale
X15	Nombre total de points de fourniture (actifs+inactifs)
X16	% de compteurs intelligents
X17	% de compteurs à budget (actifs+inactifs)
X18	Volume annuel moyen d'énergie acheminée (GWh) (moyenne sur 3 ans)
X19	Pointe de charge annuelle moyenne du réseau (MW) (moyenne sur 3 ans)
X20	Nombre de points de fourniture par km de réseau (nb/km)



X21	Volume annuel moyen d'énergie acheminée par point de fourniture (MWh/nb pdf)
X22	Volume annuel moyen d'énergie acheminée par km de réseau (MWh/km)
X23	Pointe de charge annuelle moyenne du réseau par point de fourniture (kW/nb pdf)
X24	Coût moyen du travail du pays
X25	Ln (Longueur totale du réseau) (km)
X26	Ln (Longueur totale du réseau souterrain) (km)
X27	Ln (Nombre total de point de fourniture)
X28	Ln (Volume annuel d'énergie acheminée) (GWh)
X29	Ln (Pointe de charge annuelle du réseau) (MW)
X30	Ln (Coût moyen du travail du pays)

Le coût moyen du travail correspond au coût de la main d'œuvre dans l'industrie pour l'année 2019 tel que publié par Eurostat<sup>9</sup>, soit 40,5 pour la Belgique et 35,6 pour l'Allemagne.

Les données métier requises pour établir les valeurs de ces variables pour les GRD wallons ont été collectées auprès des GRD wallons à travers un questionnaire. Pour les GRD allemands, les données métier correspondantes ont été collectées auprès du régulateur allemand.

### **3.4. Modélisation de la fonction de coût**

#### **3.4.1. Sélection du modèle de fonction de coût**

La sélection du modèle optimal de fonction de coût  $f(X_i)$  permettant d'expliquer la variable  $Y = \text{Ln}(\text{TOTEX})$  a été réalisée conformément à la méthode Advanced COLS en combinant la méthode de régression par étage et la méthode de toutes les régressions possibles (méthode « all possible models », voir explications détaillées aux pages 23, 24 et 25 du Rapport).

#### **Régression par étage**

La méthode de régression par étage a été utilisée en prenant en compte les 30 variables explicatives candidates. L'ordre de sélection des variables qui en ressort, en partant de la variable la plus corrélée à la variable à expliquer  $Y$  est : X29 (Ln(Pointe de charge annuelle du réseau)), X23 (Pointe de charge annuelle moyenne du réseau par point de fourniture), X13 (% de longueur du réseau MT par rapport à la longueur totale). Le modèle à 3 variables obtenu n'a pas été retenu car la variable X23 est au-delà de la limite maximale de 5% fixée sur la probabilité critique pour juger de la significativité des variables de chaque modèle ( $p$ -critique = 0,0538), et le coefficient obtenu pour X23 est négatif, ce qui pose un problème de cohérence économique.

#### **Toutes les régressions possibles**

La méthode de toutes les régressions possibles a été appliquée avec  $k = 15$  variables explicatives candidates soit  $2^k - 1 = 32\,767$  modèles calculés. Il n'y a en effet pas lieu de conserver les 30

---

<sup>9</sup> Source : <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/tps00173/default/table?lang=en>



variables dans cette méthode, très consommatrice en temps de calcul, car plusieurs de ces variables ne sont pas indépendantes ( $X1=X2+X7$ ,  $X2=X3+X4+X5$ ,  $X6=X2/X1$  etc.). Les 15 variables explicatives candidates sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 13. Jeu de variables explicatives en entrée de la modélisation par la méthode de toutes les régressions - électricité

Variable	Dénomination (unité)
X1	Longueur totale du réseau (km)
X13	% de longueur du réseau MT par rapport à la longueur totale
X14	% de longueur du réseau HT par rapport à la longueur totale
X15	Nombre total de points de fourniture
X16	% de compteurs intelligents
X17	% de compteurs à budget
X18	Volume annuel d'énergie acheminée (GWh)
X19	Pointe de charge annuelle du réseau (MW)
X20	Nombre de points de fourniture par km de réseau (nb/km)
X21	Volume annuel moyen d'énergie acheminée par point de fourniture (MWh/nb pdf)
X24	Coût moyen du travail du pays
X25	Ln (Longueur totale du réseau) (km)
X26	Ln (Longueur totale du réseau souterrain) (km)
X27	Ln (Nombre total de point de fourniture)
X29	Ln (Pointe de charge annuelle du réseau) (MW)

Parmi les 32 767 modèles calculés, nous éliminons tous les modèles dont au moins une variable n'est pas significative (probabilité critique  $> 0,05$ ), ce qui nous laisse 99 modèles concurrents, qui sont présentés dans le tableau suivant. Nous retenons parmi ces 99 modèles concurrents, pour analyse statistique, le modèle dont le critère d'information d'Akaike est le plus faible et dont tous les coefficients sont cohérents économiquement (signes positifs).

Le modèle ainsi obtenu est le suivant :

Tableau 14. Modèle de fonction de coûts retenu par la méthode de toutes les régressions possibles - électricité

Modèle électricité retenu
$\text{Ln}(\text{TOTEX}) = 4,66858 * X14 + 0,0736452 * X24 + 0,294991 * X26 + 0,376095 * X27 + 0,267646 * X29 + 6,06888$





	<i>Coefficient</i>	<i>Erreur Std</i>	<i>t de Student</i>	<i>p. critique</i>	
Constante	6,06888	0,843631	7,194	<0,0001	***
X14	4,66858	0,922916	5,059	0,0001	***
X24	0,0736452	0,0125116	5,886	<0,0001	***
X26	0,294991	0,0743344	3,968	0,0012	***
X27	0,376095	0,0960732	3,915	0,0014	***
X29	0,267646	0,0911939	2,935	0,0102	**

R2	0,995724
Durbin-Watson	2,254156
F(5, 15)	698,5126
P. critique (F)	3,31e-17
Critère d'Akaike	-1,430297

Ce modèle est donc basé sur les 5 variables explicatives suivantes :

- % de longueur de réseau HT par rapport à la longueur totale du réseau (X14),
- coût moyen du travail du pays (X24),
- Ln (Longueur totale du réseau souterrain) (X26),
- Ln (Nombre total de point de fourniture) (X27), et
- Ln (Pointe de charge annuelle du réseau) (X29).

Ces variables explicatives sont très pertinentes d'un point de vue économique, de même que le signe des coefficients du modèle. Enfin l'analyse statistique de ce modèle, détaillée dans la section suivante, montre que ce modèle est de très bonne qualité et robuste.

**Tous ces éléments nous conduisent donc à retenir ce modèle pour la mesure de l'efficacité des GRD électricité.**

### **3.4.2. Analyse statistique du modèle de fonction de coût retenu pour l'électricité**

#### **3.4.2.1. Significativité des variables du modèle**

Tous les coefficients sont très significativement différents de 0 ( $p$  critique  $\ll 0,05$ ). Ceci signifie que toutes les variables du modèle ont un très bon pouvoir explicatif des coûts.

La probabilité critique de chaque variable permet de les hiérarchiser en termes de pouvoir explicatif, la variable la plus contributive est la variable X24 (Coût moyen du travail du pays), puis dans l'ordre X14 (% de longueur du réseau HT par rapport à la longueur totale), X26, X27, X29.



### 3.4.2.2. Tests sur les résidus :

#### a) Autocorrélation d'ordre 1

Les données ont été préalablement triées par ordre croissant des coûts des GRD, la statistique de Durbin-Watson peut donc être interprétée : statistique de Durbin-Watson = 2,254 (p. critique = 0,58). Nous sommes donc amenés à accepter l'hypothèse d'absence d'autocorrélation d'ordre 1 des résidus.

#### b) Test LM d'autocorrélation d'ordre 10

Hypothèse nulle : pas d'autocorrélation

Statistique de test : LMF = 0,981789 avec p. critique = 0,543

Nous sommes donc amenés à accepter l'hypothèse d'absence d'autocorrélation d'ordre supérieur à 1.

#### c) Test pour la normalité des résidus

Hypothèse nulle : l'erreur est distribuée selon une loi normale

Statistique de test : Khi-deux(2) = 3,69268 avec p. critique = 0,157814

Nous ne sommes pas en mesure de rejeter l'hypothèse nulle, la distribution du résidu peut donc être considérée comme normale.

#### d) Test de White pour l'hétéroscédasticité

Hypothèse nulle : homoscedasticité

Statistique de test : LM = 4,65949 avec p. critique = 0,862924

Il y a donc absence d'hétéroscédasticité.

#### e) Recherche des points d'influence et d'effet de levier

Le résultat des tests de recherche des points d'influence et d'effet de levier figurent dans le tableau suivant.



Tableau 15. Tests de détection de l'effet de levier (h) et des points d'influence (RSTUDENT, DFFITS)

GRD		h	RSTUDENT	DFFITS
<b>Valeurs seuils</b>		<b>0,571</b>	<b>±2,131</b>	<b>±1,069</b>
REW	Wallonie	0,2880	1,0930	0,6950
AIESH	Wallonie	0,3150	-1,0074	-0,6840
AIEG	Wallonie	0,3150	-0,3518	-0,2390
12_KRSDpH89	Allemagne	0,2830	-1,8094	-1,1360
13_W637DN3y	Allemagne	0,2010	-0,3743	-0,1870
9_83TSLHI4	Allemagne	0,2530	-0,4242	-0,2470
8_u7UtFLN8	Allemagne	0,2410	0,3131	0,1770
4_Z8oUgk8X	Allemagne	0,2920	1,9719	1,2660
7_QiHv8QBl	Allemagne	0,3430	0,3839	0,2770
11_IJSdLJQr	Allemagne	0,3630	0,0891	0,0670
2_rnS325F6	Allemagne	0,1000	-1,3293	-0,4430
14_O337III4	Allemagne	0,2750	3,4699	2,1350
RESA	Wallonie	0,1600	-0,1637	-0,0710
10_v38yJzpt	Allemagne	0,4820	0,1746	0,1690
Sibelga	Bruxelles	0,3890	-0,6450	-0,5150
1_Zwd2KivZ	Allemagne	0,2600	-0,1687	-0,1000
6_V9S7IzOW	Allemagne	0,1080	-0,3504	-0,1220
5_r93Z8isu	Allemagne	0,2600	-0,5469	-0,3240
ORES	Wallonie	0,2480	1,3254	0,7610
3_B5F25B0m	Allemagne	0,3190	-0,2518	-0,1720
Fluvius	Flandre	0,5050	-0,3246	-0,3280

Aucun effet de levier n'est détecté, et un point d'influence potentiel est diagnostiqué : il s'agit du GRD allemand 14\_O337III4.

La robustesse du modèle par rapport à ce point est vérifiée en recalculant le modèle en excluant le GRD 14\_O337III4 Allemagne. Ce modèle est présenté dans le tableau suivant :

Tableau 16. Modèle hors GRD 14\_O337III4 utilisant les observations 1-20

	<i>Coefficient</i>	<i>Erreur Std</i>	<i>t de Student</i>	<i>p. critique</i>	
Constante	5,60633	0,654014	8,572	<0,0001	***
X14	5,43287	0,734274	7,399	<0,0001	***
X24	0,0837766	0,00993457	8,433	<0,0001	***
X26	0,360621	0,0595032	6,061	<0,0001	***
X27	0,361229	0,0730418	4,946	0,0002	***
X29	0,213819	0,0709300	3,015	0,0093	***

Il n'y a pas de différence significative par rapport au modèle initial, donc l'observation 14\_O337III4 est un très faible point d'influence, qu'il n'y a donc pas lieu d'exclure.

### 3.4.2.3. Conclusion de l'analyse statistique



Sur la base de la batterie de tests statistiques décrits aux paragraphes précédents, nous concluons que le modèle retenu à travers la méthode de toutes les régressions possibles est de très bonne qualité statistique et robuste, et constitue le modèle optimal en matière de pouvoir explicatif des coûts (critère Akaike minimal).

### 3.5. Efficience des GRD électricité en Région wallonne

L'efficience des GRD électricité wallons a été calculée par rapport à la frontière d'efficience positionnée au premier décile et au premier quartile. La frontière d'efficience est obtenue en translatant le modèle électricité retenu soit sur le premier décile soit sur le premier quartile des 21 résidus (pour chaque GRD, le résidu est égal à la différence entre le logarithme des TOTEX B2 et le logarithme des coûts modélisés du GRD à partir du modèle de fonction de coût retenu). Pour rappel, le choix de positionnement final de la frontière d'efficience au premier décile ou au premier quartile sera un choix du régulateur.

Les frontières d'efficience au 1<sup>er</sup> décile et au 1<sup>er</sup> quartile ainsi obtenues sont les suivantes :

Tableau 17. Frontières d'efficience électricité au 1<sup>er</sup> décile et au premier quartile

Frontière d'efficience au 1 <sup>er</sup> décile	Frontière d'efficience au 1 <sup>er</sup> quartile
Modèle électricité retenu – 0,087668645	Modèle électricité retenu – 0,039703317

Le modèle électricité retenu ne comprenant pas la variable explicative « % de compteurs à budget », pour les GRD disposant de compteurs à budget (GRD wallons et Fluvius) il convient d'introduire une correction sur la base de coûts TOTEX B2 pour obtenir la base de coût utilisée pour le calcul de l'efficience post modélisation, car les compteurs à budget induisent des surcoûts exogènes chez ces GRD par rapport aux GRD allemands et à Sibelga, qui n'ont aucun compteur à budget dans leurs actifs. Cette correction consiste, pour le calcul final d'efficience (donc post modélisation économétrique), à retraiter la base de coûts TOTEX B2 des GRD wallons en remplaçant les charges d'exploitation et les charges nettes liées aux immobilisations relatives aux compteurs à budget par des charges nettes liées aux immobilisations calculées pour le nombre de compteurs à budget à partir du coût d'amortissement moyen par compteur classique calculé sur la base des coûts réels 2019. On obtient ainsi la base de coûts corrigée dénommée TOTEX A'2. Il est à noter que ce retraitement est favorable aux GRD wallons, car il ne comprend pas d'ajout de charges d'exploitation.

Sur la base des frontières d'efficience précédemment décrites, l'efficience de chaque GRD est calculée comme suit :

- La base de coûts TOTEX A'2 est calculée comme décrit précédemment. Cette base de coûts correspond aux coûts réels 2019, corrigé du biais introduit par les compteurs à budget.
- La base de coûts modélisée TOTEX OLS est calculé à partir du modèle électricité retenu et des valeurs des variables explicatives du GRD.



- La base de coûts à la frontière d'efficacité positionnée au premier décile, dénommée TOTEX ACOLS1D, est calculée à partir de la frontière d'efficacité au premier décile et des valeurs des variables explicatives du GRD.
- La base de coûts à la frontière d'efficacité positionnée au premier quartile, dénommée TOTEX ACOLS1Q, est calculée à partir de la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> quartile et des valeurs des variables explicatives du GRD.
- La distance du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> décile, dénommée DT TOTEX ACOLS1D, est calculée comme suit :

$$DT \text{ TOTEX ACOLS1D} = (\text{TOTEX A}^2 - \text{TOTEX ACOLS1D}) / \text{TOTEX A}^2 (\%)$$

- La distance du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> quartile, dénommée DT TOTEX ACOLS1Q, est calculée comme suit :

$$DT \text{ TOTEX ACOLS1Q} = (\text{TOTEX A}^2 - \text{TOTEX ACOLS1Q}) / \text{TOTEX A}^2 (\%)$$

- L'efficacité du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> décile, dénommée Efficacité ACOLS1D, est calculée comme suit :
  - Si  $100\% - DT \text{ ACOLS1D} > 100\%$ , Efficacité ACOLS1D = 100%
  - Sinon, Efficacité ACOLS1D =  $100\% - DT \text{ ACOLS1D}$
- L'efficacité du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> quartile, dénommée Efficacité ACOLS1Q, est calculée comme suit :
  - Si  $100\% - DT \text{ ACOLS1Q} > 100\%$ , Efficacité ACOLS1Q = 100%
  - Sinon, Efficacité ACOLS1Q =  $100\% - DT \text{ ACOLS1Q}$

**Sur cette base, pour l'électricité, les résultats de la mesure d'efficacité sur les coûts réels 2019 des GRD wallons sont les suivants :**

Tableau 18. Efficacité mesurée des GRD électricité wallons

Efficiency au 1 <sup>er</sup> décile (ACOLSD)	GRD	Efficiency au 1 <sup>er</sup> quartile (ACOLSQ)	GRD
Entre 95% et 100%	AIEG, AIESH, RESA	Entre 95% et 100%	AIEG, AIESH, RESA
Entre 90% et 95%	-	Entre 90% et 95%	REW
Entre 85% et 90%	REW	Entre 85% et 90%	ORES
Entre 80% et 85%	ORES	Entre 80% et 85%	-
Entre 75% et 80%	-	Entre 75% et 80%	-
Sous 75%	-	Sous 75%	-

Les valeurs exactes des efficacités calculées pour chaque GRD électricité wallon ainsi que les valeurs intermédiaires de calcul sont présentées dans les annexes au présent rapport (annexe 1 : AIEG, annexe 2 : AIESH, annexe 3 : ORES, annexe 4 : RESA, annexe 5 : REW).



## 4. Mesure de l'efficacité des GRD gaz en Région wallonne sur la base des données de 2019

### 4.1. Échantillon de GRD gaz retenu

Comme pour l'électricité, l'échantillon des GRD retenu pour le gaz a été constitué à partir des échanges avec 5 régulateurs de l'énergie européens (BRUGEL - Région de Bruxelles, VREG - Région flamande, BNetzA - Allemagne, CRE - France, OFGEM - Royaume Uni), avec pour objectifs :

- d'obtenir des données de coûts fiables et d'une granularité suffisante pour pouvoir constituer des bases de coûts à périmètre identique ;
- d'obtenir les données métier requises pour constituer de manière fiable le jeu de variables explicatives en entrée de la modélisation économétrique ;
- d'obtenir un échantillon d'une taille comprise entre 15 et 20 GRD (GRD wallons inclus), et si possible au-delà, pour assurer une bonne qualité statistique de la modélisation.

Au final, la mesure d'efficacité a été réalisée à partir d'un échantillon comprenant 21 GRD, soit un de plus que le haut de la fourchette préconisée dans le Rapport. Les très bons résultats des tests statistiques du modèle de fonction de coût généré par la méthode Advanced COLS confirment que l'échantillon retenu est de taille suffisante (voir paragraphe 4.4.2).

L'échantillon des GRD retenu pour le gaz comprend :

- les 2 GRD wallons : ORES et RESA ;
- le GRD de la Région de Bruxelles : Sibelga ;
- le GRD de la Région flamande : Fluvius ;
- 17 GRD gaz allemands : comme pour l'électricité la liste de ces GRD n'est pas communiquée, en vertu des clauses de confidentialité fixées par le régulateur allemand (BNetzA). Les GRD ont été sélectionnés principalement sur base de critères de taille et d'efficacité en s'appuyant sur les résultats de la dernière mesure d'efficacité réalisée par le BNetzA (efficacité comprise entre 90 % et 100 %). Ces GRD ont des réseaux dont la longueur est comprise entre environ 400 km et 40 000 km, à comparer à des longueurs totales de réseau variant entre 4099 km pour le plus petit GRD wallon et 9931 km pour le plus grand. Les 17 GRD allemands ont un nombre de points de fourniture compris entre quelques dizaines de milliers et un million, à comparer à 280 721 pour le plus petit GRD wallon et 560 747 pour le plus grand GRD wallon.

Aucun GRD français ni anglais n'a finalement été retenu pour les mêmes raisons qu'en électricité (voir paragraphe 3.1).



## 4.2. Base de coûts

La modélisation économétrique de la fonction de coût a été réalisée à partir d'une base de coûts constituée, pour chaque GRD gaz de l'échantillon, et au sens de la méthode tarifaire wallonne en vigueur, des charges nettes contrôlables hors OSP (sauf charges relatives aux compteurs à budget, qui ont été conservées en prenant en compte dans la modélisation la variable explicative « % de compteurs à budget »), hors provisions (dotations et reprises) et hors charges et produits financiers. La base de coûts de chaque GRD a été calculée :

- sur la base des coûts réels de l'année 2019 pour les GRD wallons, à partir des données figurant dans les rapports ex-post 2019 ;
- sur la base des coûts réels de l'année 2019 pour les GRD de Bruxelles et de la Flandre, à partir des données détaillées fournies par BRUGEL et la VREG ;
- sur la base des coûts réels de l'année 2015 retraités de l'inflation jusqu'en 2019 pour obtenir des coûts en €2019, pour les GRD allemands, à partir des données détaillées fournies par le BNetzA ; en effet 2015 est la dernière année pour laquelle le BNetzA dispose des données ayant la granularité suffisante. L'utilisation de données 2015 ne pose cependant pas de problème étant donné ce retraitement de l'inflation, conjointement à l'utilisation des variables explicatives 2015, et le fait qu'il n'y a pas eu de changement de réglementation majeur entre 2015 et 2019 au niveau européen ayant pu induire une différence structurelle des coûts qui ne pourrait pas être capturée à travers les variables explicatives. Le retraitement de l'inflation a été effectué en appliquant à l'ensemble des coûts 2015 une inflation cumulée de 5,28 % sur la période 2016-2019, calculée à partir des données annuelles d'inflation en Allemagne suivantes publiées par le FMI :

Tableau 19. Inflation en Allemagne sur la période 2016-2019

Inflation DE	2016	2017	2018	2019
%	0,49%	1,51%	1,73%	1,45%

Cette base de coûts, dénommée TOTEX dans la suite de ce document est composée d'une partie OPEX et d'une partie CAPEX, cette dernière correspondant aux charges nettes liées aux immobilisations au sens de la méthode tarifaire wallonne en vigueur. Comme indiqué dans la méthode décrite dans le Rapport, la partie CAPEX a été retraitée pour éliminer le biais induit par les financements de tiers (financements de tiers = subsides et recettes de tarifs non périodiques). Ce retraitement a été réalisé comme suit :

- Pour tous les GRD belges, les financements de tiers étant défalqués des immobilisations brutes pour calculer des immobilisations nettes, nous avons calculé pour chaque GRD un taux de financement moyen sur la période la plus longue possible selon les données disponibles (2014-2019 pour la région wallonne, 2015-2019 pour Bruxelles, 2010-2019 pour la Flandre), noté TFM, égal à la somme des financements de tiers sur la période divisée



par la somme des investissements bruts totaux sur la période. Les amortissements 2019 (qui sont nets de financements de tiers) ont été transformés en amortissements bruts comme suit : amortissement brut = amortissement net / (1 – TFM).

- Pour les GRD allemands, les financements de tiers n'étant pas défalqués au niveau des immobilisations mais directement au niveau des charges d'exploitation, nous n'avons pas tenu compte des financements de tiers dans le calcul de la base de coûts.

La base de coûts ainsi constituée pour être utilisée en entrée de la modélisation économétrique de la fonction de coût est dénommée TOTEX B2 (B désigne la prise en compte des coûts totaux réels relatifs aux compteurs à budget, 2 désigne le retraitement des CAPEX pour éliminer le biais des financements de tiers). TOTEX B2 est égal à la somme d'OPEX B2 et CAPEX B2. La base CAPEX avant retraitement des financements de tiers est dénommée CAPEX B1.

Tableau 20. Décomposition de la base de coûts utilisée en entrée de la modélisation économétrique

Type de coût	Description
OPEX B2	Charges nettes d'exploitation contrôlables, charges nettes relatives aux compteurs à budget incluses, hors autres OSP, hors provisions, hors charges et produits financiers
CAPEX B1	Charges nettes liées aux immobilisations, compteurs à budget inclus, hors autres OSP
CAPEX B2	CAPEX B1 retraités des financements de tiers
<b>TOTEX B2</b>	<b>Base de coûts utilisée en entrée de la modélisation économétrique (avant passage en logarithme)</b> <b>TOTEX B2 = OPEX B2 + CAPEX B2</b>

Les annexes figurant aux chapitres 10 et 11 détaillent la base de coûts de chaque GRD gaz wallon.

Comme indiqué dans la méthode décrite dans le Rapport, nous avons également analysé l'impact des différences de durées d'amortissement entre les GRD en Région wallonne et les autres GRD de l'échantillon. Les durées d'amortissement comparées sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 21. Durées d'amortissement des actifs de distribution de gaz

Type d'actifs	Durées d'amortissement (en années / en % d'amortissement/an)			
	Wallonie	Allemagne	Flandres	Bruxelles
Conduites	50 ans / 2%	Acier : 45 à 65 ans PVC/PE : 45 à 55 ans	50 ans / 2%	50 ans / 2%
Cabines / stations	33 ans / 3%	45 ans / 2,2%	33 ans / 3%	33 ans / 3%
Compteurs :				
• classiques	• 33 ans / 3%	8 à 16 ans / 12,5 à 6,25%	• 33 ans / 3%	• 33 ans / 3%
• télémesurés	• 10 ans / 10%		• 10 ans / 10%	• NA
• intelligents	• 15 ans / 6,67%		• 15 ans / 6,67%	• NA
• à budget	• 10 ans / 10%		• 10 ans / 10%	• NA
Véhicule léger	5 ans / 20%	5 ans / 20%	5 ans / 20%	5 ans / 20%
Véhicule lourd	5 ans / 20%	8 ans / 20%	5 ans / 20%	5 ans / 20%
Bâtiment administratif	50 ans / 2%	60 à 70 ans / 1,7 à 1,4%	50 ans / 2%	50 ans / 2%
Bâtiment industriel	33 ans / 3%	50 à 60 ans / 2 à 1,7%	33 ans / 3%	33 ans / 3%
Matériel informatique	3 ans / 33%	4 à 8 ans / 25 à 12,5%	3 ans / 33%	3 ans / 33%
Logiciels :				
• bureautiques	• 3 ans / 33%	3 à 5 ans / 33 à 20 %	0 (dans les OPEX)	5 ans / 20%
• spécifiques	• 10 ans / 10%			

On remarque tout d'abord que les durées d'amortissement en Flandre et à Bruxelles sont quasi identiques à celles de la Région wallonne, à l'exception de la durée d'amortissement des logiciels,





qui est plus courte en Flandre et à Bruxelles, ce qui a tendance à pénaliser les GRD de ces régions par rapport aux GRD wallons, mais la Région wallonne étant passée d'une durée d'amortissement des logiciels spécifiques de 5 ans à 10 ans en 2019, le biais induit est faible et en faveur des GRD wallons.

On remarque ensuite que les durées d'amortissement moyennes des conduites en Allemagne et en Région wallonne sont quasi identiques, les différences clés se situant au niveau des cabines / stations et bâtiments (durées d'amortissement plus longues en Allemagne) et des compteurs (durées d'amortissement plus courte en Allemagne). Nous avons estimé l'impact sur les amortissements des GRD gaz wallons d'une utilisation des durées d'amortissement des GRD allemands, en réévaluant les amortissements 2019 des GRD wallons sur la base des durées d'amortissement allemandes avec les hypothèses conservatrices (donc favorables aux GRD wallons) de durée d'amortissement suivantes :

- Cabines / stations : 45 ans
- Compteurs BP : 16 ans
- Bâtiments administratifs : 70 ans
- Bâtiments techniques : 60 ans
- Autres types d'actifs : valeurs définies dans la méthode tarifaire wallonne en vigueur

Nous constatons qu'avec ces valeurs, les amortissements des GRD gaz wallons augmenteraient dans une fourchette comprise entre environ 3 % et 5 % selon le GRD. La modélisation économétrique qui a été effectuée à partir de la base de coûts TOTEX B2 décrite précédemment, qui n'est pas retraitée au niveau des durées d'amortissement, est donc favorable aux GRD wallons.

### 4.3. Variables explicatives

Pour le gaz 23 variables (dénommées  $X_i$ ,  $i$  de 1 à 23) explicatives de la variable à expliquer, qui est la base de coûts exprimée en logarithme (dénommée  $Y$ , avec  $Y = \ln(\text{TOTEX})$ ), ont été présélectionnées pour leur pertinence métier (voir tableau suivant) et les données correspondantes collectées pour les 21 GRD gaz de l'échantillon. Pour rappel, la méthode Advanced COLS ne préjuge pas, parmi ces variables explicatives, les variables qui sont optimales pour modéliser  $Y$ . C'est l'exercice de modélisation économétrique qui permet de déterminer parmi ces 23 variables candidates, le jeu de variables optimales et le modèle de fonction de coût optimal correspondant.

Tableau 22. Jeu de variables explicatives candidates pour le gaz en entrée de la modélisation

Variable	Dénomination (unité)
X1	Longueur totale du réseau (km)
X2	Longueur du réseau basse pression (km)
X3	Longueur du réseau moyenne pression (km)
X4	Longueur du réseau haute pression (km)
X5	% de longueur du réseau BP par rapport à la longueur totale (%)
X6	% de longueur du réseau MP par rapport à la longueur totale (%)



X7	% de longueur du réseau HP par rapport à la longueur totale (%)
X8	Nombre total de points de fourniture
X9	% de compteurs intelligents
X10	% de compteurs à budget
X11	Volume annuel moyen d'énergie acheminée (GWh) (moyenne sur 3 ans)
X12	Pointe de charge annuelle moyenne du réseau (MW) (moyenne sur 3 ans)
X13	Nombre de points de fourniture par km de réseau (nb/km)
X14	Volume annuel moyen d'énergie acheminée par point de fourniture (MWh/nb pdf)
X15	Volume annuel moyen d'énergie acheminée par km de réseau (MWh/km)
X16	Pointe de charge annuelle moyenne du réseau par point de fourniture (kW/nb pdf)
X17	Coût moyen du travail du pays
X18	Ln (Longueur totale du réseau) (km)
X19	Ln (Longueur totale du réseau moyenne pression) (km)
X20	Ln (Nombre total de points de fourniture)
X21	Ln (Volume annuel d'énergie acheminée) (GWh)
X22	Ln (Pointe de charge annuelle du réseau) (MW)
X23	Ln (Coûts moyen du travail du pays)

Le coût moyen du travail correspond au coût de la main d'œuvre dans l'industrie pour l'année 2019 tel que publié par Eurostat<sup>10</sup>, soit 40,5 pour la Belgique et 35,6 pour l'Allemagne.

#### 4.4. Modélisation de la fonction de coût

##### 4.4.1. Sélection du modèle de fonction de coût

La sélection du modèle optimal de fonction de coût  $f(X_i)$  permettant d'expliquer la variable  $Y = \text{Ln}(\text{TOTEX})$  a été réalisée conformément à la méthode Advanced COLS en combinant la méthode de régression par étage et la méthode de toutes les régressions possibles (méthode « all possible models », voir explications détaillées aux pages 23, 24 et 25 du Rapport).

##### Régression par étage

La méthode de régression par étage a été utilisée en prenant en compte les 23 variables explicatives candidates. L'ordre de sélection des variables qui en ressort, en partant de la variable la plus corrélée à la variable à expliquer  $Y$  est : X22 (Ln(Pointe de charge annuelle moyenne du réseau)), X16 (Pointe de charge annuelle moyenne du réseau par point de fourniture). Le modèle à 2 variables obtenu n'a pas été retenu car la variable X16 est proche de la limite de 5% fixée sur la probabilité critique pour juger de la significativité des variables de chaque modèle ( $p$ -critique = 0,0498), et le coefficient obtenu pour X16 est négatif, ce qui pose un problème de cohérence économique.

<sup>10</sup> Source : <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/tps00173/default/table?lang=en>



### Toutes les régressions possibles

La méthode de toutes les régressions possibles a été appliquée avec  $k=15$  variables explicatives candidates soit  $2^k - 1 = 32\,767$  modèles calculés. Il n'y a en effet pas lieu de conserver les 23 variables dans cette méthode, très consommatrice en temps de calcul, car plusieurs de ces variables ne sont pas indépendantes ( $X1=X2+X3+X4$ ,  $X5=X2/X1$  etc.). Les 15 variables explicatives candidates sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 23. Jeu de variables explicatives en entrée de la modélisation par la méthode de toutes les régressions – gaz

Variable	Dénomination (unité)
X1	Longueur totale du réseau (km)
X6	% de longueur du réseau MP par rapport à la longueur totale (%)
X7	% de longueur du réseau HP par rapport à la longueur totale (%)
X8	Nombre total de points de fourniture
X9	% de compteurs intelligents
X10	% de compteurs à budget
X11	Volume annuel moyen d'énergie acheminée (GWh)
X12	Pointe de charge annuelle moyenne du réseau (MW)
X13	Nombre de points de fourniture par km de réseau (nb/km)
X16	Pointe de charge annuelle moyenne du réseau par point de fourniture (kW/nb pdf)
X17	Coût moyen du travail du pays
X18	Ln (Longueur totale du réseau) (km)
X20	Ln (Nombre total de points de fourniture)
X21	Ln (Volume annuel d'énergie acheminée) (GWh)
X22	Ln (Pointe de charge annuelle du réseau) (MW)

Parmi les 32 767 modèles calculés, nous éliminons tous les modèles dont au moins une variable n'est pas significative (probabilité critique  $> 0,05$ ), ainsi que tous les modèles dont au moins un des coefficients a un signe est incohérent économiquement (signe négatif), ce qui nous laisse 26 modèles concurrents, qui sont présentées dans le tableau suivant. Parmi ces 26 modèles concurrents, le modèle dont le critère d'information d'Akaike est le plus faible (-0,637592) comprend 2 variables explicatives qui sont les suivantes :

- Ln (Nombre total de points de fourniture) (X20), et
- Ln (Volume annuel d'énergie acheminée) (X21).

Le second modèle avec le critère d'Akaike le plus bas (-0,312226) est donc très proche du premier modèle en terme de pouvoir explicatif des coûts, basé également sur 2 variables explicatives, dont l'une est identique à celle du premier modèle (X20) mais dont l'autre, X16, la pointe de charge annuelle moyenne du réseau par point de fourniture, est plus pertinente d'un point de vue économique que la variable que X21 du premier modèle, le logarithme du volume annuel d'énergie



acheminée). Le réseau est en effet dimensionné principalement pour faire passer la pointe annuelle plutôt que le volume annuel.

**De ce fait, étant donné la faible différence de pouvoir explicatif entre les deux modèles, ainsi que la très bonne qualité statistique et robustesse de ce second modèle, comme détaillé dans la section suivante, nous ont conduit à retenir ce second modèle pour la mesure de l'efficacité des GRD gaz.**

Le modèle ainsi retenu est le suivant :

Tableau 24. Modèle de fonction de coûts retenu par la méthode de toutes les régressions possibles pour les GRD gaz

Modèle gaz retenu	
$\text{Ln}(\text{TOTEX}) = 0,0460807 * X16 + 0,956563 * X20 + 5,297717$	

	<i>Coefficient</i>	<i>Erreur Std</i>	<i>t de Student</i>	<i>p. critique</i>	
const	5,29717	0,446238	11,87	<0,0001	***
X16	0,0460807	0,0155044	2,972	0,0082	***
X20	0,956563	0,0314071	30,46	<0,0001	***

R2	0,98125
Durbin-Watson	1,877772
F(2, 18)	471,1647
P. critique (F)	2,86e-16
Critère d'Akaike	-0,312226

#### 4.4.2. Analyse statistique du modèle de fonction de coût retenu pour le gaz

##### 4.4.2.1. Significativité des variables du modèle

Tous les coefficients sont très significativement différents de 0 (p critique << 0,05). Ceci signifie que toutes les variables du modèle ont un très bon pouvoir explicatif des coûts.

##### 4.4.2.2. Tests sur les résidus :

###### f) Autocorrélation d'ordre 1

Les données ont été préalablement triées par ordre croissant des coûts des GRD, la statistique de Durbin-Watson peut donc être interprétée : statistique de Durbin-Watson = 1,87 (p. critique = 0,29). Nous sommes donc amenés à accepter l'hypothèse d'absence d'autocorrélation d'ordre 1 des résidus.

###### g) Test LM d'autocorrélation d'ordre 10

Hypothèse nulle : pas d'autocorrélation

Statistique de test : LMF = 0,261115 avec p. critique = 0,974



Nous sommes donc amenés à accepter l'hypothèse d'absence d'autocorrélation d'ordre supérieur à 1.

#### **h) Test pour la normalité des résidus**

Hypothèse nulle : l'erreur est distribuée selon une loi normale

Statistique de test :  $\text{Khi-deux}(2) = 5,878$  avec p. critique = 0,052

Nous ne rejetons pas l'hypothèse nulle, la distribution du résidu peut donc être considérée comme normale pour un risque 5,2 %.

#### **i) Test de White pour l'hétéroscédasticité**

Hypothèse nulle : homoscedasticité

Statistique de test :  $\text{LM} = 1,542$  avec p. critique = 0,82

Il y a donc absence d'hétéroscédasticité.

#### **j) Recherche des points d'influence et d'effet de levier**

Le résultat des tests de recherche des points d'influence et d'effet de levier figurent dans le tableau suivant.



Tableau 25. Tests de détection de l'effet de levier (h) et des points d'influence (RSTUDENT, DFFITS)

GRD		h	RSTUDENT	DFFITS
Valeurs seuils		0,286	±0,756	±2,101
6_RkK94x6O	Allemagne	0,121	-4,063	1,504
11_25456OH4	Allemagne	0,117	0,282	-0,103
9_3I885C2S	Allemagne	0,094	-0,609	0,196
2_c3EWWO70	Allemagne	0,111	0,526	-0,186
12_Fxc1r4Tx	Allemagne	0,141	0,231	-0,094
13_Ev9Zh8hH	Allemagne	0,101	-0,430	0,144
1_gTGD1yj0	Allemagne	0,090	0,412	-0,130
10_Au876406	Allemagne	0,104	0,378	-0,129
14_UXA6Cc8g	Allemagne	0,071	1,584	-0,439
20_5I6zTENN	Allemagne	0,064	0,928	-0,242
15_ZFVtEZ76	Allemagne	0,059	-0,306	0,076
21_83Z30CzY	Allemagne	0,189	-1,325	0,640
23_ZD1n0VrM	Allemagne	0,090	1,250	-0,393
RESA	Wallonie	0,175	-0,646	0,298
26_FvPnZ3Zk	Allemagne	0,108	0,776	-0,270
25_15_ZFVtEZ76	Allemagne	0,400	-0,021	0,017
24_ZaG9NpoB	Allemagne	0,082	0,626	-0,187
Sibelga	Bruxelles	0,196	-1,373	0,678
ORES	Wallonie	0,171	0,188	-0,085
22_u57U2nhC	Allemagne	0,214	0,647	-0,338
Fluvius	Flandre	0,301	-0,387	0,254

Un effet de levier au niveau du GRD allemand 25\_15\_ZFVtEZ76, et une valeur anormale au niveau du GRD allemand 6\_RkK94x6O sont diagnostiqués.

La robustesse du modèle par rapport au GRD 25\_15\_ZFVtEZ76 est vérifiée en recalculant le modèle en excluant cette observation. Le modèle résultant est présenté dans le tableau suivant :

Tableau 26. Modèle hors GRD 25\_15\_ZFVtEZ76 utilisant les observations 1-15 et 17-21

	<i>Coefficient</i>	<i>Erreur Std</i>	<i>t de Student</i>	<i>p. critique</i>	
const	5,2921	0,518148	10,21355	<0,0001	***
X16	0,046334	0,020012	2,315349	0,0333	***
X20	0,956752	0,033553	28,51427	<0,0001	***

Il n'y a pas de différence significative en ce qui concerne les valeurs des coefficients par rapport au modèle initial, la variable X16 perd en significativité mais sa probabilité critique est bien inférieure à 5%. L'observation 25\_15\_ZFVtEZ76 est un très faible point d'influence, qu'il n'y a donc pas lieu de l'exclure.

La robustesse du modèle par rapport au GRD 6\_RkK94x6O est également vérifiée en recalculant le modèle en excluant cette observation. Le modèle résultant est présenté dans le tableau suivant :



Tableau 27. Modèle hors GRD 6\_RkK94x6O utilisant les observations 2-21

	<i>Coefficient</i>	<i>Erreur Std</i>	<i>t de Student</i>	<i>p. critique</i>	
const	5,53782	0,332395	16,66	<0,0001	***
X16	0,0503686	0,0114130	4,413	0,0004	***
X20	0,933620	0,0237027	39,39	<0,0001	***

L'observation 6\_RkK94x6O est une valeur anormalement basse. Si on la retire la variable X16 pèse un petit peu plus dans le modèle. Cependant le modèle ne se dégrade pas, il n'y a donc pas lieu de l'exclure. En effet, retirer ce GRD nous priverait d'une information.

#### 4.4.2.3. Conclusion de l'analyse statistique

Sur la base de la batterie de tests statistiques décrits aux paragraphes précédents, nous concluons que le modèle retenu à travers la méthode de toutes les régressions possibles est de bonne qualité statistique et robuste.

### 4.5. Efficience des GRD gaz wallons

L'efficience des GRD gazé wallons a été calculée par rapport à la frontière d'efficience positionnée au premier décile et au premier quartile. La frontière d'efficience est obtenue en translatant le modèle gaz retenu soit sur le premier décile soit sur le premier quartile des 21 résidus (pour chaque GRD, le résidu est égal à la différence entre le logarithme des TOTEX B2 et le logarithme des coûts modélisés du GRD à partir du modèle de fonction de coût retenu). Pour rappel, le choix de positionnement final de la frontière d'efficience au premier décile ou au premier quartile est un choix du régulateur.

Les frontières d'efficience au 1<sup>er</sup> décile et au 1<sup>er</sup> quartile ainsi obtenues sont les suivantes :

Tableau 28. Frontières d'efficience gaz au 1<sup>er</sup> décile et au premier quartile

Frontière d'efficience au 1 <sup>er</sup> décile	Frontière d'efficience au 1 <sup>er</sup> quartile
Modèle gaz retenu – 0,22712034	Modèle gaz retenu – 0,08150566

Le modèle gaz retenu ne comprenant pas la variable explicative « % de compteurs à budget », pour les GRD disposant de compteurs à budget (GRD wallons et Fluvius) il convient d'introduire une correction sur la base de coûts TOTEX B2 pour obtenir la base de coût utilisée pour le calcul de l'efficience post modélisation, car les compteurs à budget induisent des surcoûts exogènes chez ces GRD par rapport aux GRD allemands et à Sibelga, qui n'ont aucun compteur à budget dans leurs actifs. Cette correction consiste, pour le calcul final d'efficience (donc post modélisation économétrique), à retraiter la base de coûts TOTEX B2 des GRD wallons en remplaçant les charges d'exploitation et les charges nettes liées aux immobilisations relatives aux compteurs à budget par des charges nettes liées aux immobilisations calculées pour le nombre de compteurs à budget à partir du coût d'amortissement moyen par compteur classique calculé sur la base des coûts réels 2019. On obtient ainsi la base de coûts corrigée dénommée TOTEX A'2. Il est à noter que



ce retraitement est favorable aux GRD wallons, car il ne comprend pas d'ajout de charges d'exploitation.

Sur la base des frontières d'efficacité précédemment décrites, l'efficacité de chaque GRD est calculée comme suit :

- La base de coûts TOTEX A'2 est calculée comme décrit précédemment. Cette base de coûts correspond aux coûts réels 2019, corrigé du biais introduit par les compteurs à budget.
- La base de coûts modélisée, dénommée TOTEX OLS, est calculée à partir du modèle gaz retenu et des valeurs des variables explicatives du GRD.
- La base de coûts à la frontière d'efficacité positionnée au premier décile, dénommée TOTEX ACOLS1D est calculée à partir de la frontière d'efficacité au premier décile et des valeurs des variables explicatives du GRD.
- La base de coûts à la frontière d'efficacité positionnée au premier quartile, dénommée TOTEX ACOLS1Q, est calculée à partir de la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> quartile et des valeurs des variables explicatives du GRD.
- La distance du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> décile, dénommée DT TOTEX ACOLS1D, est calculée comme suit :

$$DT \text{ TOTEX ACOLS1D} = (\text{TOTEX A'2} - \text{TOTEX ACOLS1D}) / \text{TOTEX A'2} (\%)$$

- La distance du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> quartile, dénommée DT TOTEX ACOLS1Q, est calculée comme suit :

$$DT \text{ TOTEX ACOLS1Q} = (\text{TOTEX A'2} - \text{TOTEX ACOLS1Q}) / \text{TOTEX A'2} (\%)$$

- L'efficacité du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> décile, dénommée Efficacité ACOLS1D, est calculée comme suit :
  - Si  $100\% - DT \text{ ACOLS1D} > 100\%$ , Efficacité ACOLS1D = 100%
  - Sinon, Efficacité ACOLS1D =  $100\% - DT \text{ ACOLS1D}$
- L'efficacité du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> quartile, dénommée Efficacité ACOLS1Q, est calculée comme suit :
  - Si  $100\% - DT \text{ ACOLS1Q} > 100\%$ , Efficacité ACOLS1Q = 100%
  - Sinon, Efficacité ACOLS1Q =  $100\% - DT \text{ ACOLS1Q}$

**Sur cette base, les résultats de la mesure d'efficacité sur les coûts réels 2019 des GRD gaz wallons sont les suivants :**

Tableau 29. Efficacité mesurée des GRD gaz wallons

Efficacité au 1 <sup>er</sup> décile (ACOLS1D)	GRD	Efficacité au 1 <sup>er</sup> quartile (ACOLS1Q)	GRD
Entre 95% et 100%	-	Entre 95% et 100%	ORES, RESA
Entre 90% et 95%	RESA	Entre 90% et 95%	-
Entre 85% et 90%	-	Entre 85% et 90%	-
Entre 80% et 85%	ORES	Entre 80% et 85%	-





Entre 75% et 80%	-
Sous 75%	-

Entre 75% et 80%	-
Sous 75%	-

Les valeurs exactes des efficacités calculées pour chaque GRD gaz wallon ainsi que les valeurs intermédiaires de calcul sont présentées dans les annexes au présent rapport (annexe 6 : ORES, annexe 7 : RESA).



## 5. Mesure de l'efficacité des GRD en Région wallonne sur la base des données de 2020

L'efficacité des GRD électricité et gaz en Région wallonne est calculée sur la base des données réalisées de ces GRD pour l'année 2020, en appliquant la méthodologie suivante :

- Les bases de coûts TOTEX A'2 de ces GRD sont calculées pour l'année 2020, au même périmètre que pour l'année 2019 (cf. paragraphes 3.2 et 4.2), sur la base des données des rapports ex-post 2020 et des TFM identiques à ceux utilisés pour la mesure de l'efficacité 2019.
- Ces bases de coûts exprimées en euros 2020 sont converties en euros 2019 en les déflatant de l'inflation réelle en 2020, égale à 0,9846% (moyenne de l'indice santé 2020 divisée / moyenne de l'indice santé 2019).

Sur la base des modèles de fonction de coûts et des frontières d'efficacité retenues et présentées au chapitre 3 pour l'électricité et au chapitre 4 pour le gaz, l'efficacité de chaque GRD électricité / gaz est calculée ensuite comme suit :

- La base de coûts modélisée, TOTEX OLS, est calculée à partir du modèle électricité (cf. Tableau 14) / gaz (cf. Tableau 24) retenu, appliqué aux valeurs 2020 des variables explicatives du GRD.
- La base de coûts à la frontière d'efficacité positionnée au premier décile, dénommée TOTEX ACOLS1D est calculée à partir de la frontière d'efficacité au premier décile (cf. Tableau 17 pour l'électricité et Tableau 28 pour le gaz) et des valeurs 2020 des variables explicatives du GRD.
- La base de coûts à la frontière d'efficacité positionnée au premier quartile, dénommée TOTEX ACOLS1Q, est calculée à partir de la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> quartile (cf. Tableau 17 pour l'électricité et Tableau 28 pour le gaz) et des valeurs 2020 des variables explicatives du GRD.
- La distance du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> décile, dénommée DT TOTEX ACOLS1D, est calculée comme suit :

$$DT \text{ TOTEX ACOLS1D} = (\text{TOTEX A'2} - \text{TOTEX ACOLS1D}) / \text{TOTEX A'2} (\%)$$

avec TOTEX A'2 exprimée en euros 2019

- La distance du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> quartile, dénommée DT TOTEX ACOLS1Q, est calculée comme suit :

$$DT \text{ TOTEX ACOLS1Q} = (\text{TOTEX A'2} - \text{TOTEX ACOLS1Q}) / \text{TOTEX A'2} (\%)$$

avec TOTEX A'2 exprimée en euros 2019



- L'efficacité du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> décile, dénommée Efficacité ACOLS1D, est calculée comme suit :
  - Si  $100\% - DT\ ACOLS1D > 100\%$ , Efficacité ACOLS1D = 100%
  - Sinon, Efficacité ACOLS1D =  $100\% - DT\ ACOLS1D$
- L'efficacité du GRD par rapport à la frontière d'efficacité au 1<sup>er</sup> quartile, dénommée Efficacité ACOLS1Q, est calculée comme suit :
  - Si  $100\% - DT\ ACOLS1DQ > 100\%$ , Efficacité ACOLS1Q = 100%
  - Sinon, Efficacité ACOLS1Q =  $100\% - DT\ ACOLS1Q$

Les modèles électricité et gaz utilisés intégrant des variables explicatives dépendant de la pointe de charge moyenne du réseau, en raison de la baisse de la pointe en 2020 pour l'ensemble des GRD sauf pour le GRD électricité ORES, qui semble refléter un effet conjoncturel lié à l'épidémie de COVID, 2 valeurs d'efficacité 2020 ont été calculées pour chaque GRD électricité / gaz : la première est basée sur la prise en compte de la pointe de charge moyenne 2017-2019, c'est-à-dire une valeur inchangée par rapport à la mesure d'efficacité 2019, tandis que la seconde est basée sur la pointe de charge moyenne sur 2018-2020. L'impact de ce paramètre sur la mesure d'efficacité est cependant modéré (au maximum 0,6 point de pourcentage d'efficacité dans le cas de l'électricité et 1,4 point de pourcentage d'efficacité dans le cas du gaz).

Les annexes figurant aux chapitres 12 à 18 détaillent les résultats pour chaque GRD.