



**Schwartz and Co**  
Strategy Consulting



# Étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz (lot 1)

## Rapport final actualisé

4 mai 2022

**Version non confidentielle**

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

Préparé par : Schwartz and Co



# SOMMAIRE

<b>1. CONTEXTE ET OBJECTIF DU DOCUMENT.....</b>	<b>10</b>
<b>2. RESULTATS CLES .....</b>	<b>13</b>
2.1. Facteur d'évolution des coûts.....	13
2.2. Avis sur l'efficacité du paysage actuel de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne	16
<b>3. FACTEUR D'EVOLUTION DES COUTS SUR LA PERIODE 2024-2028.....</b>	<b>17</b>
3.1. Principes généraux .....	17
3.2. Méthodologie d'évaluation du FEC.....	20
3.3. Electricité .....	22
3.3.1. Évaluation des coûts additionnels .....	22
3.3.1.1. Vue d'ensemble .....	22
3.3.1.2. Extension du réseau .....	24
3.3.1.2.1. Trajectoires et scénario d'évolution du réseau .....	24
3.3.1.2.2. Coûts additionnels.....	24
3.3.1.2.3. Hypothèses utilisées .....	25
3.3.1.2.3.1. Volumes.....	25
3.3.1.2.3.2. Coûts unitaires .....	28
3.3.1.3. Évolution de la pointe de charge .....	32
3.3.1.3.1. Trajectoires et scénarios d'évolution de la pointe de charge .....	32
3.3.1.3.2. Développement de la mobilité électrique.....	37
3.3.1.3.3. Développement des nouveaux usages, hors mobilité électrique.....	41
3.3.1.3.4. Développement du stockage d'électricité.....	44
3.3.1.3.5. Efficacité énergétique .....	44
3.3.1.3.6. Développement de la production électrique décentralisée .....	45
3.3.1.3.7. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe – AIEG.....	45
3.3.1.3.8. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe – AIESH.....	46
3.3.1.3.9. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe – REW.....	47
3.3.1.3.10. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe - ORES.....	47
3.3.1.3.10.1. Scénarios étudiés.....	47
3.3.1.3.10.1. Investissements chiffrés par ORES et coûts unitaires associés.....	49
3.3.1.3.10.2. Investissements retenus par Schwartz and Co et calcul des CNI additionnelles .....	51
3.3.1.3.1. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe - RESA .....	52
3.3.1.3.1.1. Scénarios étudiés .....	52
3.3.1.3.1.1. Investissements chiffrés par RESA pour chacun des 3 scénarios et coûts unitaires associés .....	53
3.3.1.3.1.1. Investissements retenus par Schwartz and Co et calcul des CNI additionnelles.....	54
3.3.1.4. Smart metering.....	54
3.3.1.4.1. Situation de départ pour l'établissement du rapport final du 5 janvier 2021 (rappel) .....	54
3.3.1.4.2. Situation de départ pour l'établissement du présent rapport final actualisé.....	56
3.3.1.4.3. Calcul des coûts additionnels pour les GRD AIEG, AIESH et REW .....	58
3.3.1.4.4. Calcul des coûts additionnels pour ORES .....	59
3.3.1.4.5. Calcul des coûts additionnels pour RESA .....	60
3.3.1.5. Smart grid .....	61
3.3.1.6. Autres .....	61



3.3.1.6.1. Autres systèmes IT.....	61
3.3.1.6.2. Autres inducteurs exogènes de coûts additionnels.....	62
3.3.2. Évaluation du facteur d'évolution des coûts pour l'électricité.....	62
3.3.2.1. Facteurs d'évolution global.....	62
3.3.2.2. Facteurs d'évolution des coûts individuels.....	64
3.3.2.1. Sensibilité du FEC.....	65
<b>3.4. Gaz.....</b>	<b>68</b>
3.4.1. Évaluation des coûts additionnels.....	68
3.4.1.1. Vue d'ensemble.....	68
3.4.1.2. Extension du réseau.....	68
3.4.1.2.1. Synthèse des CNC additionnelles.....	68
3.4.1.2.2. RESA – Détail du calcul des CNC additionnelles d'extension du réseau Gaz.....	69
3.4.1.2.3. ORES – Détail du calcul des CNC additionnelles d'extension du réseau Gaz.....	72
3.4.1.3. Smart metering.....	74
3.4.1.3.1. Situation de départ.....	74
3.4.1.3.2. Calcul des coûts additionnels pour ORES.....	75
3.4.1.3.3. Calcul des coûts additionnels pour RESA.....	75
3.4.1.4. Gaz porté (virtual pipe).....	76
3.4.1.5. Autres.....	76
3.4.2. Evaluation du facteur d'évolution des coûts pour le gaz.....	77
3.4.2.1. Facteur d'évolution des coûts global.....	77
3.4.2.2. Facteurs d'évolution des coûts individuels.....	78
3.4.2.3. Sensibilité du FEC.....	79
<b>4. AVIS SUR L'EFFICACITE DU PAYSAGE ACTUEL DE LA DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ EN REGION WALLONNE.....</b>	<b>80</b>
<b>5. ANNEXE 1 - METHODOLOGIE DE CALCUL DES COUTS ADDITIONNELS RELATIFS A L'EXTENSION DES LIGNES ET CABLES DU RESEAU PAR GRD.....</b>	<b>85</b>
5.1. Étape 1 : calcul des longueurs d'extension de réseau et de conversion des lignes MT en câble MT ..	85
5.2. Étape 2 : calcul des coûts additionnels.....	87



## INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1. Bases de coûts $CNC_{BAU}(2024,i)$ utilisées pour le calcul des FEC électricité.....	19
Tableau 2. Bases de coûts $CNC_{BAU}(2024,i)$ utilisées pour le calcul des FEC gaz.....	19
Tableau 3. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénarios de référence S&Co pointe et smart metering.....	22
Tableau 4. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénario haut S&Co pointe et scénario de référence S&Co smart metering.....	23
Tableau 5. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénario initial smart metering et Scénario ORES/RESA pour l'évolution de la pointe.....	23
Tableau 6. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024, relatives à l'extension du réseau [€ <sub>2024</sub> ] - Wallonie.....	25
Tableau 7. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - ORES .....	27
Tableau 8. Hypothèses de quantités additionnelles - ORES.....	27
Tableau 9. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - RESA.....	27
Tableau 10. Hypothèses de quantités additionnelles – RESA.....	27
Tableau 11. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - AIEG.....	27
Tableau 12. Hypothèses de quantités additionnelles – AIEG.....	27
Tableau 13. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - AIESH .....	27
Tableau 14. Hypothèses de quantités additionnelles – AIESH.....	27
Tableau 15. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - REW .....	27
Tableau 16. Hypothèses de quantités additionnelles – REW .....	28
Tableau 17. Évolution de l'indice santé sur 2017-2019 retenue pour le calcul actualisé du FEC..	28
Tableau 18. Coûts unitaires des investissements effectués dans le cadre d'un renforcement de réseau.....	29
Tableau 19. Coûts unitaires des investissements « hors-renforcement du réseau ».....	30
Tableau 20. Coûts unitaires d'investissement pour les nouveaux postes HT/MT de RESA .....	30
Tableau 21. Coûts unitaires des investissements de conversion .....	30
Tableau 22. Coûts unitaires d'exploitation liés aux raccordements - moyenne (maintenance & gestion) 2017-2019 [€ <sub>2019</sub> ] .....	31
Tableau 23. Évolution de l'indice santé sur 2020-2024 retenue pour le calcul final du FEC .....	31
Tableau 24. Évolution des coûts unitaires d'exploitation sur 2019-2024 hors indice santé.....	31
Tableau 25. Évolution des coûts unitaires d'investissement sur 2019-2024 hors indice santé .....	31
Tableau 26. Croissance de la pointe de charge totale sur les réseaux de distribution d'électricité wallons (somme des pointes de charge totales des 5 GRD wallons) entre 2024 et 2028 dans les scénarios S&Co.....	32
Tableau 27. Pointe de charge totale sur les réseaux de distribution d'électricité wallons (somme des pointes de charge totales des 5 GRD wallons) – scénario de référence S&Co.....	33
Tableau 28. Pointe de charge totale sur les réseaux de distribution d'électricité BT wallons (somme des pointes de charge totales sur le réseau BT des 5 GRD wallons) – scénario de référence S&Co .....	34
Tableau 29. Pointe de charge totale sur les réseaux de distribution d'électricité wallons (somme des pointes de charge totales des 5 GRD wallons) – scénario haut S&Co.....	35



Tableau 30. Pointe de charge totale sur les réseaux de distribution d'électricité BT wallons (somme des pointes de charge totales sur le réseau BT des 5 GRD wallons) – scénario haut S&Co .....	36
Tableau 31. Évolution du nombre de véhicules électriques dans le scénario de référence S&Co .....	37
Tableau 32. Impact des véhicules électriques sur la pointe de charge dans le scénario de référence S&Co .....	40
Tableau 33. Impact des véhicules électriques sur la pointe de charge dans le scénario haut S&Co .....	40
Tableau 34. Nombre de véhicules électriques sur la période 2024-2028 – scénario de référence S&Co versus scénarios ELIA .....	40
Tableau 35. Trajectoire d'évolution du nombre de pompes à chaleur en service en Région wallonne .....	41
Tableau 36. Impact des PAC sur la pointe de charge dans le scénario de référence S&Co .....	42
Tableau 37. Impact des PAC sur la pointe de charge dans le scénario haut S&Co .....	42
Tableau 38. Nombre de PAC sur la période 2024-2028 – scénario de référence S&Co versus scénarios ELIA .....	43
Tableau 39. Développement du stockage en Wallonie et impact à la baisse sur la pointe de charge tels que communiqués par les 5 GRD dans le cadre du premier questionnaire .....	44
Tableau 40. Pointe de charge totale du réseau de l'AIEG – scénario de référence S&Co .....	46
Tableau 41. Pointe de charge totale sur le réseau BT de l'AIEG – scénario de référence S&Co .....	46
Tableau 42. Pointe de charge totale sur le réseau de l'AIEG – scénario haut S&Co .....	46
Tableau 43. Pointe de charge totale du réseau BT de l'AIEG – scénario haut S&Co .....	46
Tableau 44. Pointe de charge totale du réseau de l'AIESH – scénario de référence S&Co .....	46
Tableau 45. Pointe de charge totale du réseau BT de l'AIESH – scénario de référence S&Co .....	46
Tableau 46. Pointe de charge totale du réseau de l'AIESH – scénario haut S&Co .....	47
Tableau 47. Pointe de charge totale du réseau BT de l'AIESH – scénario haut S&Co .....	47
Tableau 48. Pointe de charge totale du réseau de REW – inputs REW .....	47
Tableau 49. Pointe de charge totale du réseau BT de REW – inputs REW .....	47
Tableau 50. Pointe de charge totale du réseau d'ORES – scénario de référence S&Co .....	48
Tableau 51. Pointe de charge totale du réseau BT d'ORES – scénario de référence S&Co .....	48
Tableau 52. Pointe de charge totale du réseau d'ORES – scénario haut S&Co .....	48
Tableau 53. Pointe de charge totale du réseau BT d'ORES – scénario haut S&Co .....	48
Tableau 54. Pointe de charge totale du réseau d'ORES – scénario de référence d'ORES .....	49
Tableau 55. Pointe de charge totale du réseau BT d'ORES – scénario de référence d'ORES .....	49
Tableau 56. Investissements chiffrés par ORES et coûts unitaires relatifs au scénario de référence Schwartz and Co .....	50
Tableau 57. Investissements chiffrés par ORES et coûts unitaires relatifs au scénario haut Schwartz and Co .....	50
Tableau 58. Investissements chiffrés par ORES et coûts unitaires relatifs au scénario de référence d'ORES (y inclus conversion 400 V) .....	50
Tableau 59. Investissements et CNI induits par le scénario de référence Schwartz and Co - ORES .....	51
Tableau 60. Investissements et CNI induits par le scénario haut Schwartz and Co - ORES .....	52



Tableau 61. Investissements et CNI induits par le scénario de référence d'ORES, hors conversion 400 V .....	52
Tableau 62. Pointe de charge totale du réseau de RESA – scénario de référence S&Co .....	52
Tableau 63. Pointe de charge totale du réseau BT de RESA – scénario de référence S&Co .....	52
Tableau 64. Pointe de charge totale du réseau de RESA – scénario haut S&Co .....	52
Tableau 65. Pointe de charge totale du réseau BT de RESA – scénario haut S&Co .....	52
Tableau 66. Pointe de charge totale du réseau de RESA – scénario de référence RESA .....	53
Tableau 67. Pointe de charge totale du réseau BT de RESA – scénario de référence RESA .....	53
Tableau 68. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario de référence Schwartz and Co – RESA .....	53
Tableau 69. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario haut Schwartz and Co – RESA .....	53
Tableau 70. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario RESA .....	54
Tableau 71. Investissements et CNI induits par le scénario de référence S&Co - RESA .....	54
Tableau 72. Investissements et CNI impliqués par le scénario haut S&Co - RESA .....	54
Tableau 73. Investissements et CNI induits par le scénario de référence RESA - RESA .....	54
Tableau 74. Trajectoire de pose de compteurs intelligents d'électricité sur 2024-2028 – AIEG+AIESH+REW .....	58
Tableau 75. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 pour le comptage intelligent -AIEG+AIESH+REW (en € 2024) .....	58
Tableau 76. Trajectoire de pose de compteurs intelligents d'électricité sur 2024-2028 – ORES ...	59
Tableau 77. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 pour le comptage intelligent d'électricité - ORES (en € 2024) .....	59
Tableau 78. Trajectoire de pose de compteurs intelligents d'électricité sur 2024-2028 – RESA ...	60
Tableau 79. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 pour le comptage intelligent d'électricité - RESA (en € <sub>2024</sub> ) .....	60
Tableau 80. Bases de coûts CNC <sub>BAU</sub> (2024,i) utilisées pour le calcul des FEC électricité .....	62
Tableau 81. Calcul du FEC <sub>E</sub> – Scénarios de référence S&Co (pointe et smart metering) .....	63
Tableau 82. Calcul du FEC <sub>E</sub> – Scénario haut S&Co pointe et Scénario de référence S&Co smart metering .....	63
Tableau 83. Calcul du FEC <sub>E</sub> – Scénario de référence ORES/RESA pour l'évolution de la pointe et Scénario initial smart metering .....	64
Tableau 84. Ecart FEC <sub>E</sub> – FEC <sub>E,i</sub> – Scénario de référence S&Co pointe et scénario de référence S&Co smart metering .....	65
Tableau 85. Ecart FEC <sub>E</sub> – FEC <sub>E,i</sub> - Scénario haut S&Co pointe et scénario de référence S&Co smart metering .....	65
Tableau 86. Ecart FEC <sub>E</sub> – FEC <sub>E,i</sub> - Scénario ORES/RESA pour l'évolution de la pointe et scénario initial smart metering .....	65
Tableau 87. Paramètres étudiés dans l'analyse de sensibilité .....	65
Tableau 88. Analyse de sensibilité au nombre de VE en 2028 .....	66
Tableau 89. Analyse de sensibilité au nombre de PAC en 2028 .....	66
Tableau 90. Évolution du FEC selon la variation des paramètres sélectionnés .....	66



Tableau 91. Synthèse des CNC additionnelles pour le gaz - Scénarios de référence S&Co smart metering .....	68
Tableau 92. Synthèse des CNC additionnelles pour le gaz - Scénarios initial smart metering .....	68
Tableau 93. CNC additionnelles relatives à l'extension du réseau des GRD gaz .....	69
Tableau 94. Coûts unitaires utilisés Gaz - RESA.....	69
Tableau 95. Hypothèses Promogaz - RESA .....	70
Tableau 96. CNC additionnelles branchements gaz - RESA.....	70
Tableau 97. Longueurs additionnelles conduites gaz - RESA .....	70
Tableau 98. CNC additionnelles conduites gaz - RESA.....	71
Tableau 99. CNC additionnelles comptage gaz - RESA .....	71
Tableau 100. CNC additionnelles cabines Gaz - RESA .....	72
Tableau 101. Coûts unitaires utilisés gaz - ORES .....	72
Tableau 102. Hypothèses Promogaz – ORES.....	72
Tableau 103. CNC additionnelles branchements Gaz - ORES.....	73
Tableau 104. Longueurs additionnelles conduites gaz - ORES.....	73
Tableau 105. CNC additionnelles conduites gaz - ORES.....	73
Tableau 106. CNC additionnelles comptage Gaz - ORES .....	74
Tableau 107. CNC additionnelles cabines Gaz - ORES.....	74
Tableau 108. Trajectoire de pose de compteurs intelligents de gaz sur 2024-2028 – ORES.....	75
Tableau 109. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 pour le comptage intelligent de gaz - ORES (en € 2024) .....	75
Tableau 110. Trajectoire de pose de compteurs intelligents de gaz sur 2024-2028 – RESA .....	76
Tableau 111. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 pour le comptage intelligent de gaz - RESA (en € 2024) .....	76
Tableau 112. Bases de coûts $CNC_{BAU}(2024,i)$ utilisées pour le calcul des FEC gaz .....	77
Tableau 113. Calcul du $FEC_G$ – Scénario de référence smart metering .....	78
Tableau 114. Calcul du $FEC_G$ – Scénario initial smart metering .....	78
Tableau 115. Ecart $FEC_G - FEC_{G,i}$ – Scénario de référence smart metering .....	79
Tableau 116. Ecart $FEC_G - FEC_{G,i}$ - Scénario initial smart metering.....	79
Tableau 117. Paramètres étudiés dans l'analyse de sensibilité - gaz.....	79
Tableau 118. Évolution du $FEC_G$ selon la variation des paramètres sélectionnés - gaz.....	79
Tableau 119. Exemples de GRD d'électricité de taille modeste dans d'autres pays européens.....	82



## INDEX DES FIGURES

Figure 1. Nombre d'habitants par GRD d'électricité et de gaz présente sur le territoire de la France, l'Allemagne, les Pays-Bas, le Luxembourg et la Wallonie.....	81
Figure 2. Ratio des charges nettes contrôlables réalisées en 2019 divisées par la longueur du réseau pour ORES, RESA, AIESH, AIEG et REW .....	82
Figure 3. Ratio des charges nettes contrôlables réalisées en 2019 divisées par le nombre de clients pour ORES, RESA, AIESH, AIEG et REW .....	83
Figure 4. Efficience des GRD allemands d'électricité par rapport à leur revenu autorisé en 2019 (pour les GRD ayant un revenu autorisé inférieur à 400 M€) .....	83
Figure 5. Efficience des GRD allemands de gaz par rapport à leur revenu autorisé en 2019 (pour les GRD ayant un revenu autorisé inférieur à 200 M€) .....	84



## GLOSSAIRE

CNC	Charges nettes opérationnelles contrôlables ; ces charges regroupent des OPEX et des charges nettes liées aux immobilisations (cf. méthodologie tarifaire 2019-2023 du 17/07/2017)
CNC <sub>autres</sub>	Charges nettes opérationnelles contrôlables hors charges nettes relatives aux obligations de service public et hors charges nettes liées aux immobilisations (il s'agit donc d'OPEX ; cf. méthodologie tarifaire 2019-2023 du 17/07/2017)
CNI	Charges nettes liées aux immobilisations déduction faite des charges nettes liées aux immobilisations prises en compte dans les projets spécifiques (il s'agit de charges de capital comprenant les amortissements et de réductions de valeur, et les plus et moins-values sur réalisation d'actifs immobilisé ; cf. méthodologie tarifaire 2019-2023 du 17/07/2017)
CPS	Charges nettes liées aux projets spécifiques (déploiement des compteurs communicants et promotion du gaz naturel) pouvant comprendre des charges nettes opérationnelles (OPEX) et des charges nettes liées aux immobilisations corporelles et incorporelles additionnelles (cf. méthodologie tarifaire 2019-2023 du 17/07/2017)
CWaPE	Commission Wallonne pour l'Energie
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
RA	Revenu autorisé



## 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 d'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 de régulation 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 de régulation 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 17 et 20 de cet article indiquent notamment :

- 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 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 étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz, dont les objectifs sont les suivants :

---

<sup>1</sup> [lien vers la version consolidée du décret](#)



- réaliser une étude sur les évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz européens, belges et wallons qui auront une influence sur le métier/l'activité/les missions des gestionnaires de réseau de distribution actifs en Région wallonne au cours des années 2024 à 2028 dont l'objectif est de déterminer pour chaque vecteur énergétique, un facteur d'évolution des coûts de l'ensemble des GRD actifs en Région wallonne pour la période de régulation 2024-2028 (ces évolutions macro-économiques lorsqu'elles revêtent un caractère trop incertain, pourront être déclinées en différents scénarios pour les besoins de l'analyse) ; dans la suite de ce rapport ces 2 facteurs d'évolution des coûts globaux sont dénommés  $FEC_E$  pour l'électricité et  $FEC_G$  pour le gaz ;
- émettre un avis quant à l'efficacité du paysage actuel de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne, tant par rapport à la taille des structures qu'au nombre d'entités la composant.

Le rapport final de cette étude a été soumis le 5 janvier 2021 (version 1.0), incluant une première évaluation du facteur d'évolution des coûts pour chaque vecteur énergétique, basée notamment sur des données non définitives concernant les business cases des projets de déploiement des compteurs intelligents d'électricité et de gaz. Une actualisation de cette évaluation a été réalisée entre octobre 2021 et avril 2022 afin de réaliser le calcul final des facteurs d'évolution des coûts, prenant en compte notamment :

- les propositions de business cases actualisés pour la période 2024-2028 des projets de déploiement des compteurs intelligents d'électricité et de gaz, soumis à la CWaPE par les 5 GRD wallons fin décembre 2021 ;
- les demandes d'amendement exprimées par les GRD wallons, c'est-à-dire :
  - les demandes d'amendement soumises par RESA à la CWaPE dans sa note intitulée « Etude Schwartz & Co – LOT 1 – Rapports définitifs et consultation – Remarques résiduelles de RESA » de mars 2021 ;
  - les demandes d'amendement soumises par ORES à la CWaPE dans sa note intitulée « Rapports final et de consultation étude Schwartz & Co – LOT 1 Corrections et remarques résiduelles ORES Décembre 2021 ».

**Le présent document constitue le rapport final actualisé de cette étude. Il présente :**

- la méthodologie qui a été utilisée pour réaliser le calcul du facteur d'évolution des coûts pour chaque vecteur énergétique, sur la base d'une estimation des coûts additionnels sur 2024-2028 par rapport à une évolution dite « business as usual », générés par des inducteurs exogènes ;
- les inducteurs d'évolution des coûts qui ont été analysés en collaboration avec les GRD wallons et les scénarios qui en résultent ;
- l'estimation des coûts additionnels par inducteur de coût analysé dans le cadre des différents scénarios considérés ;



- l'estimation des facteurs d'évolution des coûts électricité et gaz, ainsi qu'une comparaison de ces facteurs globaux avec les facteurs d'évolution des coûts individuels ;
- une analyse de sensibilité des facteurs d'évolution des coûts électricité et gaz globaux ;
- un avis quant à l'efficacité du paysage actuel de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne étayé notamment par le retour d'expérience international.



## 2. Résultats clés

### 2.1. Facteur d'évolution des coûts

#### Principes généraux

Le présent rapport se base sur les principes généraux suivants pour la période de régulation 2024-2028 :

- Les CNC intègrent l'ensemble des CPS, la notion de projet spécifique disparaissant, sauf cas particulier potentiel dont nous parlerons plus loin dans le rapport.
- L'efficacité porte sur l'ensemble des CNC ainsi redéfinies, hors OSP, CNI incluses, à travers un facteur d'efficacité individuel  $X_i$  et non plus commun.
- Les CNC de la première année de la période de régulation, notées CNC(2024), sont calculées de manière objective à partir des coûts réels des années 2019 et 2020, dites années de référence, sur la base d'une méthode détaillée par ailleurs par la CWaPE dans sa documentation de la méthodologie tarifaire 2024-2028.

Les CNC évolueront donc chaque année au cours de la période 2024-2028 à travers le facteur d'indexation IS, le facteur d'efficacité individuel  $X_i$ , ainsi qu'à travers un facteur d'évolution des coûts pour l'électricité d'une part (FEC<sub>E</sub>) et pour le gaz d'autre part (FEC<sub>G</sub>), commun à tous les GRD électricité d'une part et gaz d'autre part (dans ce cas le FEC est dénommé FEC global) ou propre à chaque GRD (dans ce cas le FEC est dénommé FEC individuel), permettant d'accorder au GRD un revenu autorisé supplémentaire intégré aux CNC afin de couvrir les « coûts additionnels », au-delà de l'activité business as usual du GRD, induits par des évolutions macro-économiques exogènes telles que la transition énergétique.

#### Méthodologie d'évaluation des FEC électricité et gaz

Sur la base de ces principes généraux, l'étude a permis de calculer le FEC pour l'électricité d'une part, et du FEC pour le gaz d'autre part, globalement pour l'ensemble des GRD concernés et individuellement par GRD, à partir d'une évaluation des CNC additionnelles par GRD sur la période 2024-2028.

Pour chaque vecteur énergétique, les inducteurs exogènes de coûts additionnels ont été identifiés à travers un processus de collecte de données et d'échanges avec les GRD, structuré par thématiques. Le FEC a été calculé ensuite en estimant l'ensemble des CNC additionnelles au sens du FEC pour chacun des GRD sur chacune des années de la période 2024-2028, puis pour l'ensemble des GRD, sur la base des données collectées auprès des GRD et de la CWaPE. En sus du calcul de ce FEC global par vecteur énergétique, qui est commun à l'ensemble des GRD, nous avons également calculé un FEC individuel par GRD, restreint aux coûts additionnels du GRD et à ses CNC(2024) estimées, à des fins de comparaison pour permettre à la CWaPE d'effectuer un choix définitif entre l'utilisation d'un FEC global ou individuel dans la formule d'évolution des CNC.

#### Calcul des coûts additionnels et des FEC électricité et gaz



Les analyses menées sur cette base pour l'électricité conduisent aux résultats suivants :

- Les CNC additionnelles prises en compte dans le calcul du FEC sont induites par :
  - l'extension du réseau de distribution ;
  - l'évolution de la pointe de charge, principalement sur le réseau BT ;
  - le déploiement du smart metering.

D'autres inducteurs exogènes de coûts additionnels potentiels ont été considérés, mais n'ont pas été retenus, pour différentes raisons explicitées dans le chapitre 3 de ce rapport.

- Pour l'extension du réseau, les coûts additionnels ont été calculés à partir des coûts unitaires évalués à partir des données de coûts historiques des GRD et de projections d'évolution des quantités par type d'actifs préparées par les GRD électricité.
- Pour l'évolution de la pointe, un scénario de référence a été construit, ainsi qu'un scénario haut en vue d'une analyse de sensibilité, à partir des propositions des GRD et d'une analyse critique de ces propositions par Schwartz and Co. Ces scénarios de référence et haut S&Co ont rencontré l'assentiment de l'AIEG et de l'AIESH, et sont moins agressifs que le scénario d'évolution de la pointe proposée par REW, qui anticipe une baisse de la pointe sur son réseau BT. Pour ces GRD, l'évolution de la pointe ne devrait pas entraîner de coûts additionnels au sens du FEC. En revanche, ORES et RESA n'ont pas donné leur assentiment sur ces deux scénarios et souhaitent s'en tenir à leur propre scénario de référence, qu'ils ont chacun proposé au cours de l'exercice, qui conduit à une augmentation plus importante de la pointe de charge globale et sur le réseau BT. Nous considérons que les scénarios de référence d'ORES et de RESA sont surévalués pour différentes raisons explicitées au chapitre 3 du présent rapport. Nous avons cependant conservé ces scénarios comme cas extrêmes dont les impacts sur les coûts additionnels et le FEC ont été calculés, en sus des coûts additionnels dans le cadre des scénarios de référence et haut S&Co.
- Pour le déploiement du smart metering, les coûts additionnels ont été estimés par Schwartz and Co à partir des business case actualisés transmis par les GRD à la CWaPE fin décembre 2021 et ont fait l'objet d'une analyse critique. Ces coûts additionnels ont été estimés dans le cadre de 2 scénarios : un premier scénario dénommé « scénario GRD », qui reprend les hypothèses des business cases actualisés des GRD (complétés si nécessaires en cas d'hypothèses manquantes), et un second scénario dit « scénario de référence actualisé » qui prend en compte des hypothèses adaptées par Schwartz and Co sur la base du retour d'expérience en Flandre et à l'international, ainsi que des informations fournies par les GRD wallons.
- Dans le cadre des scénarios de référence S&Co pour l'évolution de la pointe et le smart metering, les coûts additionnels annuels estimés des 5 GRD varient entre 8,2 M€ en 2024 et 16,3 M€ en 2028 [€<sub>2024</sub>]. Le FEC électricité global résultant est évalué à +0,385 %.
- Dans le cadre du scénario haut S&Co pour l'évolution de la pointe et du scénario de référence pour le smart metering, les coûts additionnels annuels estimés des 5 GRD varient



entre 8,6 M€ en 2024 et 17,3 M€ en 2028 [€<sub>2024</sub>]. Le FEC électricité global résultant est estimé à +0,411 %.

- Dans le cadre du scénario de référence ORES+RESA pour l'évolution de la pointe et du scénario initial pour le smart metering, les coûts additionnels annuels estimés varient entre 9,4 M€ en 2024 et 22,8 M€ en 2028 [€<sub>2024</sub>]. Le FEC électricité global résultant est estimé à +0,647 %.
- Le calcul des FEC électricité individuels montrent que, quels que soient les scénarios considérés, les FEC individuels d'AIEG, RESA et REW sont supérieurs au FEC électricité global, tandis que les FEC individuels d'AIESH et d'ORES sont inférieurs au FEC électricité global. Cela signifie qu'avec un FEC global, les coûts additionnels d'AIEG, RESA et REW seraient sous-couverts tandis que ceux d'AIESH et ORES seraient sur-couverts. Cette possibilité de distorsion entre les coûts additionnels par GRD et leur rémunération à travers le principe d'un FEC global est intrinsèque au concept de FEC global. C'est pourquoi nous considérons qu'un schéma de régulation basé sur un FEC électricité individuel assurerait une rémunération plus juste des coûts additionnels des GRD.

Les analyses menées sur cette base pour le gaz conduisent aux résultats suivants :

- Les CNC additionnelles prises en compte dans le calcul du FEC sont induites par :
  - l'extension du réseau de distribution, y inclus la promotion du gaz naturel ;
  - le déploiement du smart metering.

L'évolution de la pointe n'est pas significative et peut être traitée dans le cadre business as usual. L'injection de biométhane n'a pas été prise en compte en raison du faible nombre de projets, dont la réalisation est incertaine d'ici à 2028 avec le cadre réglementaire en place. Le gaz porté (virtual pipe) n'a pas été pris en compte non plus car il ne concerne que RESA, et pourra être pris en compte à travers un mécanisme spécifique.

- Pour l'extension du réseau, les coûts additionnels ont été calculés comme dans l'électricité à partir des coûts unitaires évalués à partir des données de coûts historiques et de projections d'évolution des quantités par type d'actifs préparées par les GRD gaz.
- Pour le déploiement du smart metering, les coûts additionnels ont été estimés par Schwartz and Co à partir des business case existants de chaque GRD, qui ont été adaptés et ont fait l'objet d'une analyse critique. Comme pour l'électricité ces coûts additionnels ont été estimés pour chaque GRD dans le cadre de 2 scénarios, « initial » et de « référence », selon les mêmes modalités que pour l'électricité.
- Dans le cadre du scénario de référence pour le smart metering, les coûts additionnels annuels estimés varient entre 3,2 M€ en 2024 et 8,4 M€ en 2028 [€<sub>2024</sub>]. Le FEC gaz résultant est estimé à +0,628 %



- Dans le cadre du scénario initial pour le smart metering, les coûts additionnels annuels estimés varient entre 3,3 M€ en 2024 et 8,7 M€ en 2028. Le FEC gaz résultant est estimé à +0,647 %.
- Le calcul des FEC gaz individuels montrent que dans les 2 cas précédents, le FEC individuel est supérieur au FEC gaz global pour RESA et inférieur pour ORES. Comme pour l'électricité, nous considérons qu'un schéma de régulation basé sur un FEC gaz individuel assurerait une rémunération plus juste des coûts additionnels des GRD.

## **2.2. Avis sur l'efficacité du paysage actuel de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne**

Le paysage actuel de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne ne présente pas d'inefficacité manifeste tant par rapport à la taille des structures qu'au nombre d'entités la composant. Le nombre moyen d'habitants par GRD est proche de la moyenne observée sur les 4 pays voisins (Allemagne, France, Luxembourg, Pays-Bas), et 3 de ces 4 pays ont des GRD significativement plus petits que les 3 GRD wallons les plus petits. L'efficacité économique n'est pas non plus directement corrélée à une grande taille, comme le montre le résultat des benchmarks du régulateur allemand<sup>2</sup>, et comme le laisse entrevoir certains ratios de productivité calculés pour les 5 GRD wallons. En conséquence, une fusion pour aboutir à un GRD unique, même si elle semble permettre de dégager un gain d'optimisation initial pourrait se traduire à moyen et long terme par une efficacité globale moins bonne qu'en conservant plusieurs acteurs de plus petites taille, si le leader de la fusion n'était pas un acteur efficient.

Il nous paraît plus important d'améliorer l'efficacité individuelle de chaque GRD, ce qui entraînerait mécaniquement une amélioration de l'efficacité du paysage de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne. Par ailleurs, la mise en commun de certaines activités entre tous les GRD pourrait également améliorer l'efficacité individuelle de chaque GRD (achats groupés de matériel et de systèmes informatiques, implémentation et exploitation de systèmes informatiques communs, par exemple pour le smart metering).

---

<sup>2</sup> Source : données de transparence publiées par la BNetzA au 1<sup>er</sup> septembre 2020 (ARegV31Tabelle\_2020\_geschwärzt), voir chapitre 4 du présent rapport



### 3. Facteur d'évolution des coûts sur la période 2024-2028

#### 3.1. Principes généraux

La méthodologie tarifaire 2019-2023 prend en compte dans le calcul du revenu autorisé une évolution des coûts au-delà de l'inflation (IS) uniquement à travers les charges nettes relatives aux projets spécifiques (CPS), qui sont au nombre de 2 : le déploiement du comptage intelligent pour l'électricité et le gaz, et la promotion du gaz naturel.

Cette méthodologie prévoit également une évolution annuelle des charges nettes opérationnelles contrôlables (CNC) hors charges nettes liées aux immobilisations (CNI) basée sur un facteur d'indexation (IS, la valeur prévisionnelle de l'indice santé, fixée à 1,575 % par an fixé sur l'ensemble de la période) et un facteur d'efficacité commun à tous les GRD ( $X=1,5\%$ ). Chaque composante des CNC hors CNI ( $CNC_{autres}$ ,  $CNF_{OSP}$  et  $CNV_{OSP}$ ) évolue donc selon la formule du type  $CNO(\text{année } N) = CNO(\text{année } N-1) * (1 + IS - X)$ .

Enfin, les charges nettes liées aux immobilisations hors CPS, qui font partie des CNC, évoluent uniquement sur base de l'inflation prévisionnelle IS comme suit :  $CNI(\text{année } N) = CNI(\text{année } N-1) * (1 + IS)$ . Ces charges liées aux investissements ne sont donc pas soumises au facteur d'efficacité.

Pour la période de régulation 2024-2028, la CWaPE a fixé les principes suivants :

- Les CNC intègrent l'ensemble des CPS, la notion de projet spécifique disparaissant, sauf cas particulier potentiel dont nous parlerons plus loin dans le rapport.
- L'efficacité porte sur l'ensemble des CNC ainsi redéfinies, hors OSP, CNI incluses, à travers un facteur d'efficacité individuel  $X_i$  et non plus commun.
- Les CNC de la première année de la période de régulation, notées  $CNC(2024)$ , sont calculées de manière objective notamment à partir des coûts réels des années 2019 et 2020, dites années de référence.
- Les CNC évoluent donc chaque année à travers le facteur d'indexation IS, le facteur d'efficacité individuel  $X_i$ , ainsi qu'à travers un facteur d'évolution des coûts pour l'électricité d'une part ( $FEC_E$ ) et pour le gaz d'autre part ( $FEC_G$ ), commun à tous les GRD électricité d'une part et gaz d'autre part (dans ce cas le FEC est dénommé FEC global) ou propre à chaque GRD (dans ce cas le FEC est dénommé FEC individuel), permettant d'accorder un revenu autorisé supplémentaire intégré aux CNC afin de couvrir les coûts « additionnels » (au sens de variation de coûts), au-delà de l'activité business as usual du GRD, induits par des évolutions macro-économiques exogènes tels que la transition énergétique.

Le présent rapport est focalisé sur le calcul de ces deux facteurs d'évolution des coûts globaux,  $FEC_E$  et  $FEC_G$ , ainsi que sur les facteurs d'évolution des coûts individuels correspondants, tandis que le calcul du facteur  $X_i$  est l'objet de l'étude menée dans le lot 2.

Le FEC doit donc permettre de couvrir des coûts que le GRD doit objectivement supporter en plus ou en moins, hors efficacité, en raison d'inducteurs exogènes. Au niveau du réseau :



- L'extension du réseau, qui est induite par des facteurs macro-économiques est donc clairement génératrice de coûts additionnels au sens du FEC (amortissements du nouvel actif et coûts de maintenance associés).
- L'adaptation du réseau pour le renouveler n'est pas génératrice de coûts additionnels au sens du FEC, la formule de calcul des CNC intégrant l'inflation permettant en effet au GRD de renouveler son réseau à périmètre constant en renouvelant chaque année les actifs totalement amortis, en tenant compte de l'augmentation moyenne des prix à travers le facteur IS. Ces renouvellements permettent également pour certains d'entre eux de dimensionner à la hausse les actifs concernés, permettant notamment de faire face à l'augmentation progressive de la pointe.
- Le renouvellement anticipé d'actifs du réseau dicté par des facteurs exogènes, donc avant la fin de leur amortissement, comme une hausse accélérée de la pointe de charge localement ou plus globalement, ou une obligation réglementaire (comme le décret de 2018 sur le comptage intelligent), est également un générateur de coût additionnels au sens du FEC (amortissement exceptionnel de l'actif remplacé avant sa fin de vie et différence de coût d'amortissement potentiel entre le nouvel actif renforcé et l'ancien actif remplacé).

Si un facteur d'évolution des coûts global était retenu par la CWaPE, les CNC de la période de régulation 2024-2028 évolueraient chaque année à partir de la base de CNC fixée pour 2024 comme suit :

- Pour l'électricité : (A)  $CNC_{budget}(N,i) = CNC_{budget}(N-1,i) * (1+IS) * (1+FEC_E) * (1-X_i)$  avec :
  - N : l'année considérée, variant de 2025 à 2028 ;
  - i : l'indice désignant le GRD électricité considéré ;
  - IS : la prévision de l'indice santé sur la période ;
  - $FEC_E$  : le facteur d'évolution des coûts global pour l'électricité ;
  - $X_i$  : le facteur d'efficacité individuel du GRD i.
- Pour le gaz : (B)  $CNC_{budget}(N,i) = CNC_{budget}(N-1,i) * (1+IS) * (1+FEC_G) * (1-X_i)$  avec :
  - N : l'année considérée, variant de 2025 à 2028 ;
  - i : l'indice désignant le GRD gaz considéré ;
  - IS : la prévision de l'indice santé sur la période ;
  - $FEC_G$  : le facteur d'évolution des coûts global pour le gaz ;
  - $X_i$  : le facteur d'efficacité individuel du GRD i.

Si un facteur d'évolution des coûts individuel était retenu par la CWaPE, les CNC de la période de régulation 2024-2028 évolueraient chaque année à partir de la base de CNC fixée pour 2024 comme suit :

- Pour l'électricité : (C)  $CNC_{budget}(N,i) = CNC_{budget}(N-1,i) * (1+IS) * (1+FEC_{E,i}) * (1-X_i)$  avec :



- N : l'année considérée, variant de 2025 à 2028 ;
  - i : l'indice désignant le GRD électricité considéré ;
  - IS : la prévision de l'indice santé sur la période ;
  - $FEC_{E,i}$  : le facteur d'évolution des coûts individuel pour l'électricité du GRD i ;
  - $X_i$  : le facteur d'efficience individuel du GRD i.
- Pour le gaz : (D)  $CNC_{budget}(N,i) = CNC_{budget}(N-1,i) * (1+IS) * (1+FEC_{G,i}) * (1-X_i)$  avec :
    - N : l'année considérée, variant de 2025 à 2028 ;
    - i : l'indice désignant le GRD gaz considéré ;
    - IS : la prévision de l'indice santé sur la période ;
    - $FEC_{G,i}$  : le facteur d'évolution des coûts individuel pour le gaz du GRD i ;
    - $X_i$  : le facteur d'efficience individuel du GRD i.

La base de coût initiale pour 2024 de chaque GRD i, notée  $CNC_{budget}(2024,i)$ , est calculée comme suit : (E)  $CNC_{budget}(2024,i) = CNC_{BAU}(2024,i) + CNC_{additionnelles}(2024,i)$  avec

- $CNC_{BAU}(2024,i)$  : les charges nettes contrôlables budgétaires dites *business as usual* du GRD i en 2024, c'est-à-dire hors coûts additionnels 2024 au sens du FEC, calculées par la CWaPE à partir des CNC réelles des années 2019 et 2020 et des CPS(2023) selon une méthodologie détaillée par ailleurs par la CWaPE dans sa documentation de la méthodologie tarifaire 2024-2028 ;
- $CNC_{additionnelles}(2024,i)$  : les charges nettes contrôlables budgétaires additionnelles du GRD i en 2024, le caractère additionnel étant employé au sens du FEC.

Tableau 1. Bases de coûts  $CNC_{BAU}(2024,i)$  utilisées pour le calcul des FEC électricité

GRD i	$CNC_{BAU}(2024,i)$ en €2024
AIEG	5 487 793 €
AIESH	7 441 567 €
ORES	348 298 684 €
RESA	108 873 432 €
REW	6 496 813 €

Source : CWaPE

Tableau 2. Bases de coûts  $CNC_{BAU}(2024,i)$  utilisées pour le calcul des FEC gaz

GRD i	$CNC_{BAU}(2024,i)$ en €2024
ORES	126 483 794 €
RESA	55 241 426 €

Source : CWaPE



### 3.2. Méthodologie d'évaluation du FEC

La méthodologie globale suivante a été utilisée au cours de de l'étude pour évaluer le facteur d'évolution des coûts pour l'électricité d'une part, et pour le gaz d'autre part :

1. Identification et structuration des inducteurs exogènes d'évolution des coûts :
  1. Les inducteurs avérés et potentiels de coûts additionnels (investissements et OPEX) ainsi que les paramètres dimensionnant ces coûts ont été analysés par thématiques. Ces paramètres comprennent d'une part des éléments de volumétrie, d'autre par des coûts unitaires d'investissement et d'exploitation des GRD.
  2. Ces thématiques comprennent :
    - Pour l'électricité :
      - l'extension du réseau induite par des facteurs exogènes (croissance de la population et de l'économie) : augmentation du nombre de raccordements, de compteurs, de la longueur du réseau et du nombre de postes et cabines de transformation ;
      - le développement des UPD raccordées au réseau ;
      - l'évolution de la pointe de charge par niveau de tension, induite par différents facteurs :
        - le développement de la mobilité électrique ;
        - le développement de la pompe à chaleur ;
        - le développement du stockage ;
        - l'évolution des usages traditionnels de l'électricité ;
        - l'efficacité énergétique ;
        - les outils de flexibilité ;
        - le développement de la production décentralisée ;
      - le smart metering ;
      - le smart grid ;
      - le développement des communautés d'énergie renouvelables.
    - Pour le gaz :
      - l'extension du réseau induite par des facteurs exogènes (croissance de la population et de l'économie, avec prise en compte de Promogaz) : augmentation du nombre de raccordements (y inclus



pour la mobilité gaz), de compteurs, de la longueur du réseau et du nombre de postes et cabines de détente.

- l'évolution de la pointe de charge ;
  - le smart metering ;
  - le gaz porté (virtual pipe) ;
  - le développement de l'injection de biométhane.
3. Les GRD ont été interrogés sur ces thématiques dans un premier questionnaire et au cours de réunions bilatérales organisées entre le 29 juin et le 2 juillet 2020 afin de recueillir des données sur leurs coûts historiques, leur vision de l'évolution des inducteurs de coûts et des paramètres les dimensionnant, leur vision de l'impact de ces inducteurs sur leurs coûts. Les GRD ont également eu la possibilité de décrire d'autres inducteurs exogènes de coûts additionnels éventuels au-delà des thématiques listées précédemment ainsi que leur vision de l'impact de ces inducteurs sur leurs coûts.
2. Elaboration des trajectoires d'évolution des paramètres dimensionnant les coûts additionnels
    1. Sur la base des données collectées à l'étape précédente, Schwartz and Co a porté un jugement par thématique sur la prise en compte ou non de coûts induits dans le calcul du FEC, ainsi que sur le type de coûts induits (investissement et/ou OPEX), sur base des inputs de chaque GRD et des principes définissant le FEC décrits au paragraphe 3.1.
    2. Pour les thématiques retenues, les trajectoires d'évolution des paramètres dimensionnant les coûts additionnels proposés par chaque GRD ont été challengées par Schwartz and Co, et lorsque nécessaire adaptées.
    3. Pour l'évolution de la pointe et le smart metering, plusieurs scénarios d'évolution ont été définis dans le but d'analyser la sensibilité des coûts additionnels.
  3. Calcul des coûts additionnels par GRD et pour l'ensemble des GRD pour les inducteurs identifiés :
    1. Les CNC additionnelles sur la période 2024-2028 ont été calculées par thématique retenue, pour chacun des GRD puis pour l'ensemble des GRD, sur la base des trajectoires et scénarios issus de l'étape précédente.
    2. Les CNC additionnelles sur la période 2024-2028 ont ensuite été calculées pour l'ensemble des GRD par sommation des CNC additionnelles par thématique.
  4. Calcul du FEC global et des FEC individuels
    1. Le FEC global par vecteur énergétique a été calculé à partir des CNC additionnelles totales calculées pour l'ensemble des GRD sur la période 2024-2028 et d'une



estimation des CNC autorisées en 2024 calculées sur la base des CNC budgétées dans le revenu autorisé 2023.

2. Le FEC individuel par vecteur énergétique a également été calculé pour chaque GRD sur la base des CNC additionnelles totales sur 2024-2028 par GRD et des CNC budgétées dans le revenu autorisé 2023 par GRD.
3. Analyse de sensibilité du FEC global : dans le cadre du scénario de référence retenu, l'impact de la variation de différents paramètres exogènes sur le FEC électricité d'une part et le FEC gaz d'autre part a été quantifié.

### 3.3. Electricité

#### 3.3.1. Évaluation des coûts additionnels

##### 3.3.1.1. Vue d'ensemble

Sur la base des analyses menées au cours de l'étude, les coûts additionnels pris en compte dans le calcul du FEC électricité concernent les inducteurs de coûts suivants :

- l'extension du réseau ;
- l'évolution de la pointe de charge ;
- le smart metering.

Les CNC additionnelles correspondantes par GRD et pour l'ensemble des GRD ont été calculées pour 3 scénarios d'évolution de la pointe (scénario de référence S&Co, scénario haut S&Co, scénario de référence ORES+RESA) et 2 scénarios de chiffrage du smart metering (scénario initial et scénario de référence S&Co). Ces scénarios sont détaillés respectivement aux paragraphes 0 et 3.3.1.4. Un scénario unique a été considéré pour l'extension du réseau.

Dans le cadre des scénarios de référence S&Co pour la pointe et le smart metering, les CNC additionnelles totales varient de 8,2 M€ en 2024 à 16,3 M€ en 2028 (voir tableau suivant).

Tableau 3. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénarios de référence S&Co pointe et smart metering

Wallonie – CNC additionnelles [€ <sub>2024</sub> ]	2024	2025	2026	2027	2028
<b>AIEG – additionnelles</b>	<b>217 845</b>	<b>252 388</b>	<b>317 453</b>	<b>283 794</b>	<b>335 421</b>
<i>AIEG - Extension du réseau</i>	42 409	84 886	127 421	170 023	212 692
<i>AIEG - Évolution de la pointe</i>	0	0	0	0	0
<i>AIEG - Smart metering</i>	175 436	167 502	190 032	113 771	122 728
<b>AIESH – additionnelles</b>	<b>175 785</b>	<b>188 889</b>	<b>232 202</b>	<b>179 861</b>	<b>211 845</b>
<i>AIESH - Extension du réseau</i>	19 566	39 142	58 726	78 319	97 922
<i>AIESH - Évolution de la pointe</i>	0	0	0	0	0
<i>AIESH - Smart metering</i>	156 219	149 747	173 476	101 542	113 923
<b>ORES - CNC additionnelles</b>	<b>5 830 174</b>	<b>5 889 868</b>	<b>7 354 958</b>	<b>8 929 102</b>	<b>10 420 393</b>
<i>ORES - Extension du réseau</i>	705 002	1 416 222	2 138 695	2 867 536	3 603 001
<i>ORES - Évolution de la pointe</i>	183 126	221 663	266 393	297 193	334 707
<i>ORES - Smart metering</i>	4 942 046	4 251 983	4 949 870	5 764 373	6 482 685



<b>RESA - CNC additionnelles</b>	<b>1 808 308</b>	<b>2 648 955</b>	<b>3 774 426</b>	<b>4 399 871</b>	<b>5 065 745</b>
RESA - Extension du réseau	721 511	1 306 561	2 249 272	2 828 448	3 414 083
RESA - Évolution de la pointe	259 731	308 084	516 312	575 580	653 885
RESA - Smart metering	827 065	1 034 310	1 008 842	995 843	997 777
<b>REW - CNC additionnelles</b>	<b>144 094</b>	<b>182 902</b>	<b>254 265</b>	<b>236 600</b>	<b>302 326</b>
REW - Extension du réseau	47 666	96 183	145 519	195 698	246 763
REW - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
REW - Smart metering	96 428	86 719	108 746	40 903	55 563
<b>TOTAL des CNC additionnelles –</b>	<b>8 176 206</b>	<b>9 163 003</b>	<b>11 933 304</b>	<b>14 029 228</b>	<b>16 335 729</b>

Avec le scénario haut S&Co pour la pointe et le scénario de référence S&Co pour le smart metering, les CNC additionnelles totales varient de 8,6 M€ en 2024 à 17,3 M€ en 2028 (voir tableau suivant).

Tableau 4. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénario haut S&Co pointe et scénario de référence S&Co smart metering

Wallonie – CNC additionnelles [€ <sub>2024</sub> ]	2024	2025	2026	2027	2028
<b>AIEG – additionnelles</b>	<b>217 845</b>	<b>252 388</b>	<b>317 453</b>	<b>283 794</b>	<b>335 421</b>
AIEG - Extension du réseau	42 409	84 886	127 421	170 023	212 692
AIEG - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIEG - Smart metering	175 436	167 502	190 032	113 771	122 728
<b>AIESH – additionnelles</b>	<b>175 785</b>	<b>188 889</b>	<b>232 202</b>	<b>179 861</b>	<b>211 845</b>
AIESH - Extension du réseau	19 566	39 142	58 726	78 319	97 922
AIESH - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIESH - Smart metering	156 219	149 747	173 476	101 542	113 923
<b>ORES - CNC additionnelles</b>	<b>6 201 690</b>	<b>6 356 065</b>	<b>7 911 237</b>	<b>9 558 547</b>	<b>11 138 042</b>
ORES - Extension du réseau	705 002	1 416 222	2 138 695	2 867 536	3 603 001
ORES - Évolution de la pointe	554 641	687 860	822 672	926 638	1 052 356
ORES - Smart metering	4 942 046	4 251 983	4 949 870	5 764 373	6 482 685
<b>RESA - CNC additionnelles</b>	<b>1 904 514</b>	<b>2 742 146</b>	<b>3 982 242</b>	<b>4 630 371</b>	<b>5 298 788</b>
RESA - Extension du réseau	721 511	1 306 561	2 249 272	2 828 448	3 414 083
RESA - Évolution de la pointe	355 938	401 274	724 128	806 079	886 928
RESA - Smart metering	827 065	1 034 310	1 008 842	995 843	997 777
<b>REW - CNC additionnelles</b>	<b>144 094</b>	<b>182 902</b>	<b>254 265</b>	<b>236 600</b>	<b>302 326</b>
REW - Extension du réseau	47 666	96 183	145 519	195 698	246 763
REW - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
REW - Smart metering	96 428	86 719	108 746	40 903	55 563
<b>TOTAL des CNC additionnelles –</b>	<b>8 643 928</b>	<b>9 722 390</b>	<b>12 697 399</b>	<b>14 889 172</b>	<b>17 286 421</b>

Avec le scénario initial pour le smart metering et le scénario de référence ORES/RESA pour la pointe, les CNC additionnelles totales varient de 9,4 M€ en 2024 à 22,8 M€ en 2028 (voir tableau suivant).

Tableau 5. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénario initial smart metering et Scénario ORES/RESA pour l'évolution de la pointe

Wallonie – CNC additionnelles [€ <sub>2024</sub> ]	2024	2025	2026	2027	2028
<b>AIEG – additionnelles</b>	<b>237 355</b>	<b>295 186</b>	<b>360 691</b>	<b>327 453</b>	<b>379 492</b>
AIEG - Extension du réseau	42 409	84 886	127 421	170 023	212 692
AIEG - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIEG - Smart metering	194 946	210 300	233 270	157 431	166 799
<b>AIESH – additionnelles</b>	<b>193 693</b>	<b>230 030</b>	<b>273 873</b>	<b>222 127</b>	<b>254 744</b>



AIESH - Extension du réseau	19 566	39 142	58 726	78 319	97 922
AIESH - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIESH - Smart metering	174 127	190 888	215 148	143 808	156 821
<b>ORES - CNC additionnelles</b>	<b>6 855 347</b>	<b>7 823 544</b>	<b>10 201 380</b>	<b>12 703 437</b>	<b>15 140 244</b>
ORES - Extension du réseau	705 002	1 416 222	2 138 695	2 867 536	3 603 001
ORES - Évolution de la pointe	603 381	732 342	866 177	978 745	1 099 162
ORES - Smart metering	5 546 964	5 674 980	7 196 508	8 857 157	10 438 082
<b>RESA - CNC additionnelles</b>	<b>1 983 940</b>	<b>3 052 678</b>	<b>4 666 458</b>	<b>5 650 647</b>	<b>6 676 554</b>
RESA - Extension du réseau	721 511	1 306 561	2 249 272	2 828 448	3 414 083
RESA - Évolution de la pointe	248 793	294 391	753 365	853 273	943 786
RESA - Smart metering	1 013 636	1 451 726	1 663 820	1 968 926	2 318 685
<b>REW - CNC additionnelles</b>	<b>156 403</b>	<b>218 620</b>	<b>290 502</b>	<b>273 315</b>	<b>339 494</b>
REW - Extension du réseau	47 666	96 183	145 519	195 698	246 763
REW - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
REW - Smart metering	108 737	122 437	144 982	77 617	92 731
<b>TOTAL des CNC additionnelles –</b>	<b>9 426 738</b>	<b>11 620 057</b>	<b>15 792 903</b>	<b>19 176 980</b>	<b>22 790 528</b>

Les sections suivantes détaillent par thématique analysée les éléments ayant conduit à ces résultats.

### 3.3.1.2. Extension du réseau

#### 3.3.1.2.1. Trajectoires et scénario d'évolution du réseau

Les trajectoires d'évolution des différents actifs du réseau de chaque GRD sur la période 2020-2028 ont été proposées par chaque GRD en réponse au premier questionnaire de Schwartz and Co. Nous validons ces trajectoires qui nous paraissent cohérentes avec l'historique. Ces trajectoires sont décrites dans la section suivante et constituent le scénario de référence d'évolution du réseau utilisé pour estimer le FEC électricité.

#### 3.3.1.2.2. Coûts additionnels

L'extension du réseau est génératrice de CNC additionnelles au sens du FEC dans les conditions suivantes :

- Les nouveaux raccordements, qu'il s'agisse de raccordements de prélèvement ou d'injection, n'induisent pas d'investissements additionnels au sens du FEC donc pas de CNI additionnelles, car ils sont financés par les tarifs non périodiques. En revanche, ils induisent des charges d'exploitation additionnelles relatives à leur maintenance et gestion.
- Les extensions de lignes et de câbles souterrains induisent des investissements additionnels au sens du FEC, pour la part qui ne correspond pas aux nouveaux raccordements, ainsi que des charges d'exploitation additionnelles relatives à leur maintenance et gestion.
- Les extensions de postes et cabines de transformation, hors cabines clients, induisent des investissements additionnels au sens du FEC, pour la part qui ne correspond pas aux nouveaux raccordements, ainsi que des charges d'exploitation additionnelles relatives à leur maintenance et gestion.



- Les nouveaux compteurs donnent lieu à des charges d'exploitation additionnelles au sens du FEC relatives à leur maintenance et gestion, la question des coûts d'investissement additionnels étant traitée dans la partie smart metering.
- La question des actifs de contrôle/commande est traitée dans la section relative au smart grid.

Les coûts additionnels d'extension du réseau ont été calculés par le produit de coûts unitaires et de données de volume. Ces coûts additionnels sont de deux types : les coûts additionnels liés aux charges d'exploitation et les coûts additionnels liés aux amortissements, induits par des investissements d'extension uniquement. Ces coûts additionnels sont donc des « CNC additionnelles », selon la définition des CNC dans la méthodologie tarifaire en vigueur.

Ces CNC additionnelles ont été calculées pour chaque catégorie d'actif constituant le réseau : extension de réseau BT et MT, augmentation du nombre de raccordements, de compteurs et de postes et cabines. Elles sont consolidées pour chacun des 5 GRD sur les années 2024 et 2028 et présentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 6. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024, relatives à l'extension du réseau  
[€<sub>2024</sub>] - Wallonie

	2024	2025	2026	2027	2028
<b>AIEG</b>	42 409	84 886	127 421	170 023	212 692
<b>AIESH</b>	19 566	39 142	58 726	78 319	97 922
<b>ORES</b>	705 002	1 416 222	2 138 695	2 867 536	3 603 001
<b>RESA</b>	721 511	1 306 561	2 249 272	2 828 448	3 414 083
<b>REW</b>	47 666	96 183	145 519	195 698	246 763
<b>Total</b>	<b>1 536 154</b>	<b>2 942 994</b>	<b>4 719 633</b>	<b>6 140 024</b>	<b>7 574 461</b>

### **3.3.1.2.3. Hypothèses utilisées**

#### **3.3.1.2.3.1. Volumes**

Pour calculer les CNC additionnelles de chaque GRD, des trajectoires prévisionnelles de volume ont été définies par le GRD pour chaque type d'actif de son réseau, dans le cadre de la réponse au premier questionnaire transmis aux GRD. Ces trajectoires ont été établies sur les années 2020 à 2028. Les trajectoires de volume couvrent :

- l'extension nette de la longueur réseau par niveau de tension et type (ligne et câble);
- le nombre de nouveaux raccordements ;
- le nombre de nouveaux compteurs ;
- le nombre de nouveaux postes et cabines.

#### **Extension de la longueur du réseau**



Les trajectoires annuelles d'extension du réseau concernant les lignes et de câbles, BT et MT, ont été établies sur base des trajectoires de longueurs de lignes et câbles du réseau transmises par les GRD, l'extension brute de l'année N considérée étant égale à la différence de longueur de l'actif concerné entre l'année N et l'année N-1. Pour le calcul des coûts additionnels, seule l'extension nette du réseau a été retenue. Ainsi :

- La transformation du réseau aérien (lignes) vers souterrain (câbles) n'a pas été comptabilisée comme extension du réseau (*Remarque : cette conversion de ligne a par ailleurs été considérée comme générant des CNC additionnelles*).
- Concernant les longueurs de câbles et de lignes BT et MT installées pour les raccordements, dans le cadre du présent rapport final actualisé, suite aux remarques de RESA et d'ORES ayant indiqué, dans leurs documents respectifs de demandes d'amendement du calcul du FEC envoyés à la CWaPE en 2021, que les longueurs de câbles et de lignes qu'ils avaient renseignées en tant que longueur de réseau en réponse à la question 15 du questionnaire N°1 étaient hors raccordements, les longueurs de lignes/câbles MT/BT relatives aux nouveaux raccordements renseignées par les GRD à la question 2 du questionnaire N°1 ne sont plus soustraites des longueurs d'extension des lignes/câbles (on a donc  $L2=L1$ , voir la méthodologie détaillée en annexe 1). Cette modification par rapport au rapport final du 5 janvier 2021 a été appliquée à l'ensemble des GRD.

Les trajectoires d'extension du réseau nette ont ensuite été scindées en deux « sous-trajectoires » :

- les extensions liées au renforcement du réseau ;
- les extensions hors renforcement du réseau.

La méthodologie appliquée dans le but de calculer l'extension du réseau, pour chaque type d'actif et pour chaque GRD, est détaillée en Annexe 1.

### **Raccordements**

Concernant les trajectoires de nouveaux raccordements, les projections transmises par les différents GRD ont été intégralement reprises.

### **Comptage**

Concernant le comptage, l'évolution du nombre d'EAN a été retenue. Cette dernière a été directement reprise des business case smart metering d'ORES, de RESA et d'AREWAL.

### **Postes et cabines**

Les trajectoires de postes et cabines transmises par les GRD ont été intégralement reprises.

Les trajectoires utilisées par Schwartz and Co relatives à chaque type d'actif pour chaque GRD sont détaillées dans les tableaux des pages suivantes.



Tableau 7. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - ORES

**CONFIDENTIEL**

Tableau 8. Hypothèses de quantités additionnelles - ORES

**CONFIDENTIEL**

Tableau 9. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - RESA

**CONFIDENTIEL**

Tableau 10. Hypothèses de quantités additionnelles – RESA

**CONFIDENTIEL**

Tableau 11. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - AIEG

**CONFIDENTIEL**

Tableau 12. Hypothèses de quantités additionnelles – AIEG

**CONFIDENTIEL**

Tableau 13. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - AIESH

**CONFIDENTIEL**

Tableau 14. Hypothèses de quantités additionnelles – AIESH

**CONFIDENTIEL**

Tableau 15. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles – REW

**CONFIDENTIEL**



Tableau 16. Hypothèses de quantités additionnelles – REW

**CONFIDENTIEL**

### **3.3.1.2.3.2. Coûts unitaires**

Les coûts unitaires par type d'actif sont appliqués aux trajectoires de volume pour établir les projections de coûts additionnels sur les années 2024-2028. Les coûts unitaires calculés sont des coûts unitaires d'investissements et des coûts unitaires d'exploitation.

#### **Coûts unitaires d'investissement**

Les coûts unitaires d'investissement portent sur des travaux d'extension du réseau. Ils ont d'une part été établis sur base des données transmises par les GRD concernant les investissements réalisés et les quantités associées dans un but de renforcement du réseau sur les années 2017, 2018 et 2019. Dans ce premier cas, les coûts unitaires sont calculés sur base des réponses des GRD aux questions Q9 et Q10 du questionnaire N°1 en termes de quantités et investissements d'extension. Ils prennent en compte les recettes, subsides et interventions de tiers.

D'autre part, les coûts unitaires ont également été calculés sur base des données (quantités et investissements d'extension) contenues dans les plans d'adaptation sur les années 2017 et 2018. Dans ce second cas, les investissements utilisés sont bruts (hors recettes, subsides ou interventions de tiers). Ils représentent alors les coûts unitaires d'extension hors-renforcement.

Ces coûts unitaires sont calculés en €<sub>2019</sub>, en actualisant les coûts d'investissements réels de 2017 et 2018 (et les recettes de tiers associées pour les coûts en renforcement) à partir d'un taux d'inflation correspondant à l'évolution annuelle de l'indice santé. Le tableau suivant contient l'évolution annuelle de l'indice santé sur la période 2017-2019 retenue par la CWaPE pour le calcul actualisé du FEC : il est à noter que pour le présent calcul actualisé du FEC, la CWaPE utilise l'IS 2019 réel, et non plus l'IS budgétaire correspondant qui était égal à 1,575%.

Tableau 17. Évolution de l'indice santé sur 2017-2019 retenue pour le calcul actualisé du FEC

<b>Indice</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
Évolution annuelle de l'indice santé	2,126%	2,053%	1,460%

Source : CWaPE

Comme dans le rapport final de janvier 2021, les coûts unitaires d'investissement en renforcement sont calculés comme des coûts unitaires moyens nets de recettes de tiers sur la période 2017-2019. Ils sont donc égaux à la somme des coûts d'investissements par type d'actif sur les 3 années considérées, transformés en €<sub>2019</sub> par application de l'inflation sur 2018-2019 pour les coûts de 2017 et de l'inflation de 2019 pour les coûts de 2018, diminués des recettes de tiers correspondantes et transformées en €<sub>2019</sub> de la même manière, divisés par la somme des volumes d'actif sur 2017-



2019 correspondants à ces investissements. Il est important de noter qu'il ne s'agit donc pas d'une moyenne des coûts unitaires des années 2017 à 2019 : l'utilisation d'une telle moyenne de coûts unitaires annuels, préconisée par certains GRD dans le cadre de leurs demandes d'amendement, aurait été inapproprié par le fait qu'elle conduit à surpondérer une année qui a une volumétrie d'investissement inférieure à une autre, introduisant de ce fait un biais. Par ailleurs, comme dans le rapport final de janvier 2021, lorsque les recettes de tiers ont été communiquées par les GRD, en réponse à la question 10 du questionnaire N°1, de manière globale et non par type d'actif comme cela avait été demandé dans le questionnaire, les recettes ont été allouées à chaque type d'actif, année par année, au prorata du montant d'investissement dans le type d'actif concerné.

De la même manière, comme dans le rapport final de janvier 2021, les coûts unitaires d'investissement hors renforcement sont calculés comme des coûts unitaires moyens sur la période 2017-2018. Ils sont donc égaux à la somme des coûts d'investissements par type d'actif sur les 2 années considérées, transformés en €2019 par application de l'inflation sur 2018-2019 pour les coûts de 2017 et de l'inflation de 2019 pour les coûts de 2018.

Suite aux remarques de RESA et d'ORES, le calcul des coûts unitaires d'investissement dans les cabines MT/BT a été modifié par rapport à celui documenté dans le rapport final de janvier 2021, afin de prendre également en compte les coûts des terrains, bâtiments et cellules, au-delà des coûts des transformateurs déjà pris en compte. Le coût unitaire de cabine réseau MT/BT est donc recalculé pour tous les GRD sur la base des coûts de l'ensemble des composants (terrain, bâtiment, cellules, transformateurs) à partir de la moyenne inflatée 2017-2019 des coûts d'investissement en extension renseignés par les GRD à la question 9, en considérant une volumétrie moyenne de 1,1 transfo par cabine. Le coût unitaire est calculé également comme un coût unitaire moyen sur la période 2017-2019 (somme des investissements sur les années 2017 à 2019, convertis en €2019, divisée par la somme du nombre de cabines calculés à partir du nombre de transformateurs et du ratio moyen de 1,1 transformateur par cabine). Ce coût unitaire de cabine est utilisé en renforcement et hors renforcement.

De nouvelles informations communiquées par RESA en mars 2021 dans son document de demande d'amendements ont également été prises en compte concernant de nouveaux investissements relatifs aux postes HT/MT, qui n'avaient pas été indiqués précédemment. Ces investissements concernent le remplacement de 8 postes 15 kV totalement amortis depuis longtemps. Bien que le nombre de postes HT/MT de RESA n'évolue pas sur la période 2024-2028, ces investissements gèrent des coûts additionnels (amortissements) et ont donc été pris en compte dans le calcul du FEC. RESA a également communiqué en mars 2021 le coût d'investissement d'une cabine divisionnaire additionnelle qui doit entrer en service en 2026, qui a également été pris en compte dans le calcul des coûts additionnels.

Tableau 18. Coûts unitaires des investissements effectués dans le cadre d'un renforcement de réseau

**CONFIDENTIEL**



Tableau 19. Coûts unitaires des investissements « hors-renforcement du réseau »

**CONFIDENTIEL**

Tableau 20. Coûts unitaires d'investissement pour les nouveaux postes HT/MT de RESA

**CONFIDENTIEL**

Les GRD n'ayant quasiment pas d'opportunité d'obtenir de dérogation relative à l'enfouissement des lignes MT (contrairement à l'enfouissement de lignes BT pour lequel les GRD peuvent bénéficier de dérogations et ont également des opportunités de synergies de coûts avec d'autres opérateurs), il a été décidé de prendre en compte dans le calcul du FEC également les coûts d'investissement additionnels générés par la conversion de lignes MT en câbles MT. Conformément à la méthodologie détaillée en Annexe 1, les coûts unitaires de conversion (CUCA - CULI) de lignes MT en câbles MT sont déterminés sur base des réponses des GRD aux questions Q9 et Q10 du questionnaire N°1. Ils ne prennent pas en compte les recettes présentes dans la question Q10. Les coûts unitaires de conversion sont présentés dans le tableau ci-dessous.

*Remarque : en l'absence de données liées aux quantités et investissements d'adaptation dans les réponses aux questions Q9 et Q10 du questionnaire N°1, les coûts unitaires pour l'AIEG et l'AIESH ont ici été établis sur base des plans d'adaptation.*

Tableau 21. Coûts unitaires des investissements de conversion

**CONFIDENTIEL**

### **Coûts unitaires d'exploitation**

Concernant les coûts unitaires relatifs aux charges d'exploitation, ils ont été calculés sur base des coûts indiqués par les GRD à travers leur réponse au questionnaire N°1. Dans ces derniers, les montants totaux des charges d'exploitations annuelles de maintenance et gestion d'actifs ont été transmis, pour les années 2017-2019, pour les catégories d'actifs suivantes :

- raccordements ;
- comptage ;
- câbles ;
- lignes ;
- postes et cabines ;
- contrôle/transmission.

Sur base de ces montants totaux et des quantités associées, les coûts unitaires relatifs aux charges d'exploitation sont construits comme une moyenne sur 2017-2019, exprimée en [€<sub>2019</sub>]. Ainsi, comme dans le rapport final de janvier 2021, les coûts unitaires d'exploitation sont calculés comme des coûts unitaires moyens sur la période 2017-2019. Ils sont donc égaux à la somme des coûts d'exploitation par type d'actif sur les 3 années considérées, transformés en €<sub>2019</sub> par application de l'inflation sur 2018-2019 pour les coûts de 2017 et de l'inflation de 2019 pour les coûts de 2018, divisés par la somme du nombre d'actifs correspondant sur 2017-2019.



Tableau 22. Coûts unitaires d'exploitation liés aux raccordements - moyenne (maintenance & gestion)  
2017-2019 [€<sub>2019</sub>]

**CONFIDENTIEL**

### Évolution des coûts unitaires d'exploitation et d'investissement

Dans le but d'appliquer ces coûts unitaires, exprimés en €<sub>2019</sub>, aux trajectoires de volumes associées sur les années 2024-2028, deux facteurs d'évolution ont été retenues :

- l'évolution de ces coûts entre 2019 et 2024 due à des facteurs exogènes, telle que proposée par les GRD (hors évolution de l'indice santé) ;
- l'évolution de l'indice santé.

Les coûts unitaires, de même que les CNC additionnelles, sur la période 2024-2028 sont donc exprimés en €<sub>2024</sub> avec une trajectoire d'évolution de l'indice santé retenue par la CWaPE décrite dans le tableau ci-dessous.

Tableau 23. Évolution de l'indice santé sur 2020-2024 pour le calcul actualisé du FEC

	2020	2021	2022	2023	2024
Evolution annuelle de l'indice santé	0,985 %	2,009%	1,800%	1,800%	1,800%

Source : CWaPE

L'indice santé en 2020 et 2021 correspond aux chiffres réalisés, tandis que l'évolution prévisionnelle de l'indice santé à partir de 2022 provient du document « Perspectives Economiques 2021-2026 » du Bureau Fédéral du Plan de juin 2021.

Seuls les GRD ORES et RESA ont estimé que leurs coûts unitaires d'exploitation augmenteraient hors indice santé sur la période 2019-2024, tandis qu'ORES est le seul GRD à estimer que ses coûts unitaires d'investissement augmenteront également hors indice santé sur la même période (voir les 2 tableaux suivants).

Tableau 24. Évolution des coûts unitaires d'exploitation sur 2019-2024 hors indice santé

**CONFIDENTIEL**

Tableau 25. Évolution des coûts unitaires d'investissement sur 2019-2024 hors indice santé

**CONFIDENTIEL**

Les GRD AIESH, AIEG et REW ont au contraire considéré qu'il n'y avait pas d'augmentation à prévoir de leurs coûts unitaires au-delà de l'inflation entre 2019 et 2024.



### 3.3.1.3. Évolution de la pointe de charge

#### 3.3.1.3.1. Trajectoires et scénarios d'évolution de la pointe de charge

Sur la base des réponses des GRD au questionnaire N°1 et des compléments d'information fournis par les GRD, que nous avons challengés, nous avons établi un scénario de référence d'évolution de la pointe de charge pour les GRD wallons (pointe totale du réseau et pointe sur le réseau BT), qui nous paraît représenter l'évolution la plus cohérente avec les objectifs fixés par le Gouvernement wallon en matière de transition énergétique et la plus probable (dans la suite du document ce scénario est dénommé scénario de référence S&Co), étant entendu qu'il existe des incertitudes évidentes, que nous avons traité par l'établissement d'un scénario haut d'évolution de la pointe permettant d'effectuer une analyse de sensibilité (dans la suite du document ce second scénario est dénommé scénario haut S&Co).

Les tableaux 27 à 30 des pages suivantes présentent la pointe totale d'une part et la pointe sur le réseau BT d'autre part pour l'ensemble de la Région wallonne, calculées comme la somme des pointes totales d'une part et des pointes sur le réseau BT d'autre part des 5 GRD wallons dans le cadre de ces 2 scénarios. Il apparaît que dans le scénario de référence, la pointe de charge sur le réseau BT croît de 5 % entre 2024 et 2028, soit une croissance annuelle de 1,2 %, tandis que dans le scénario haut cette croissance est doublée à 2,4 % par an. La pointe de charge totale croît quant à elle de 1,6 % entre 2024 et 2028 dans le scénario de référence, soit 0,4 % par an, tandis que dans le scénario haut elle passe à 1,2 % par an. Ces chiffres sont très cohérents avec ceux de la dernière étude d'ELIA « Adequacy and flexibility study for Belgium 2020 – 2030 », qui prévoit une croissance de la pointe totale de la Belgique de 1,45 % entre 2025 et 2028 (soit 0,48 % par an) dans son scénario central, et de 2,1 % dans son scénario haut (soit 0,7 % par an).

Tableau 26. Croissance de la pointe de charge totale sur les réseaux de distribution d'électricité wallons (somme des pointes de charge totales des 5 GRD wallons) entre 2024 et 2028 dans les scénarios S&Co

	2024	2028	Var. 24/28		Var. / an
<b>Scénario de référence S&amp;Co</b>	MW	MW	MW	%	%
Pointe de charge totale réseaux des GRD	2733,8	2777,6	43,7	1,6%	0,4%
Pointe de charge totale réseaux BT des GRD	1853,1	1945,8	92,7	5,0%	1,2%
<b>Scénario haut S&amp;Co</b>					
Pointe de charge totale réseaux des GRD	2800,0	2939,1	139,1	5,0%	1,2%
Pointe de charge totale réseaux BT des GRD	1919,3	2107,3	188,0	9,8%	2,4%



Tableau 27. Pointe de charge totale sur les réseaux de distribution d'électricité wallons (somme des pointes de charge totales des 5 GRD wallons) – scénario de référence S&Co

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>1. Pointe de charge foisonnée totale, hors mesures d'efficacité énergétique, sans outils de flexibilité, sans stockage décentralisé, sans impact production décentralisée [MW]</b>	2838,5	2879,3	2921,8	2964,0	3009,0	3054,9	3107,0	3161,4	3217,6
<i>Dont contribution usages traditionnels (i.e. hors mobilité électrique et PAC) (MW)</i>	2811,8	2839,7	2868,4	2896,5	2925,9	2954,1	2983,6	3011,7	3036,3
<i>Dont contribution mobilité électrique (MW)</i>	7,2	14,4	22,3	30,4	39,9	51,3	67,5	87,2	112,0
<i>Dont contribution PAC (MW)</i>	19,6	25,3	31,1	37,1	43,2	49,5	55,9	62,5	69,3
2. Réduction de la pointe due aux mesures d'efficacité énergétique (MW)	12,2	40,8	71,0	99,8	130,0	159,0	189,4	218,4	244,0
3. Réduction de la pointe due aux outils de flexibilité <sup>3</sup> (MW)	Intégré à la ligne contribution mobilité électrique (cf. hypothèses du scénario de référence)								
4. Réduction de la pointe due au stockage décentralisé (MW)	0,3	0,7	1,2	1,7	2,3	3,0	3,6	4,4	5,2
5. Réduction de la pointe due à la production décentralisée (MW)	68,7	85,0	101,2	115,6	141,0	154,4	166,8	177,2	188,6
<b>6. Pointe de charge foisonnée totale, toutes mesures et tous outils inclus [MW] (6=1-2-3-4-5)</b>	<b>2757,4</b>	<b>2752,9</b>	<b>2748,4</b>	<b>2745,1</b>	<b>2733,8</b>	<b>2736,6</b>	<b>2745,2</b>	<b>2759,3</b>	<b>2777,6</b>

<sup>3</sup> Outils de flexibilité : réglementation de la capacité d'accès, tarification de l'utilisation du réseau incitant les utilisateurs à consommer durant les périodes où le réseau est le moins sollicité, smart metering,...



Tableau 28. Pointe de charge totale sur les réseaux de distribution d'électricité BT wallons (somme des pointes de charge totales sur le réseau BT des 5 GRD wallons) – scénario de référence S&Co

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>1. Pointe de charge foisonnée totale, hors mesures d'efficacité énergétique, sans outils de flexibilité, sans stockage décentralisé, sans impact production décentralisée [MW]</b>	1808,7	1850,1	1890,5	1933,1	1976,1	2022,1	2072,1	2126,7	2185,5
<i>Dont contribution usages traditionnels (i.e. hors mobilité électrique et PAC) (MW)</i>	1782,4	1811,1	1837,9	1866,7	1894,5	1923,3	1951,1	1980,0	2007,8
<i>Dont contribution mobilité électrique (MW)</i>	6,8	13,8	21,6	29,5	38,6	49,6	65,4	84,6	108,7
<i>Dont contribution PAC (MW)</i>	19,5	25,2	31,0	36,9	43,0	49,2	55,6	62,2	68,9
2. Réduction de la pointe due aux mesures d'efficacité énergétique (MW)	4,6	33,3	61,0	89,7	117,5	146,3	174,1	202,9	230,7
3. Réduction de la pointe due aux outils de flexibilité <sup>4</sup> (MW)	Intégré à la ligne contribution mobilité électrique (cf. hypothèses du scénario de référence)								
4. Réduction de la pointe due au stockage décentralisé (MW)	0,3	0,7	1,2	1,7	2,3	3,0	3,6	4,4	5,2
5. Réduction de la pointe due à la production décentralisée (MW)	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6
<b>6. Pointe de charge foisonnée totale, toutes mesures et tous outils inclus [MW] (6=1-2-3-4-5)</b>	<b>1802,8</b>	<b>1815,0</b>	<b>1827,2</b>	<b>1838,6</b>	<b>1853,1</b>	<b>1869,6</b>	<b>1891,0</b>	<b>1915,8</b>	<b>1945,8</b>

<sup>4</sup> Outils de flexibilité : réglementation de la capacité d'accès, tarification de l'utilisation du réseau incitant les utilisateurs à consommer durant les périodes où le réseau est le moins sollicité, smart metering,...



Tableau 29. Pointe de charge totale sur les réseaux de distribution d'électricité wallons (somme des pointes de charge totales des 5 GRD wallons) – scénario haut S&Co

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>1. Pointe de charge foisonnée totale, hors mesures d'efficacité énergétique, sans outils de flexibilité, sans stockage décentralisé, sans impact production décentralisée [MW]</b>	2853,5	2906,6	2960,9	3015,7	3075,2	3137,4	3210,7	3290,9	3379,1
<i>Dont contribution usages traditionnels (i.e. hors mobilité électrique et PAC) (MW)</i>	2811,8	2839,7	2868,4	2896,5	2925,9	2954,1	2983,6	3011,7	3036,3
<i>Dont contribution mobilité électrique (MW)</i>	18,0	36,3	54,7	74,3	96,9	123,3	159,2	203,4	258,8
<i>Dont contribution PAC (MW)</i>	23,7	30,6	37,7	45,0	52,4	60,0	67,8	75,9	84,1
2. Réduction de la pointe due aux mesures d'efficacité énergétique (MW)	12,2	40,8	71,0	99,8	130,0	159,0	189,4	218,4	244,0
3. Réduction de la pointe due aux outils de flexibilité <sup>5</sup> (MW)	Intégré à la ligne contribution mobilité électrique (cf. hypothèses du scénario de référence)								
4. Réduction de la pointe due au stockage décentralisé (MW)	0,3	0,7	1,2	1,7	2,3	3,0	3,6	4,4	5,2
5. Réduction de la pointe due à la production décentralisée (MW)	68,7	85,0	101,2	115,6	141,0	154,4	166,8	177,2	188,6
<b>6. Pointe de charge foisonnée totale, toutes mesures et tous outils inclus [MW] (6=1-2-3-4-5)</b>	<b>2772,3</b>	<b>2780,2</b>	<b>2787,4</b>	<b>2796,8</b>	<b>2800,0</b>	<b>2819,1</b>	<b>2848,8</b>	<b>2888,8</b>	<b>2939,1</b>

<sup>5</sup> Outils de flexibilité : réglementation de la capacité d'accès, tarification de l'utilisation du réseau incitant les utilisateurs à consommer durant les périodes où le réseau est le moins sollicité, smart metering,...



Tableau 30. Pointe de charge totale sur les réseaux de distribution d'électricité BT wallons (somme des pointes de charge totales sur le réseau BT des 5 GRD wallons) – scénario haut S&Co

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>1. Pointe de charge foisonnée totale, hors mesures d'efficacité énergétique, sans outils de flexibilité, sans stockage décentralisé, sans impact production décentralisée [MW]</b>	1823,7	1877,4	1929,5	1984,8	2042,2	2104,6	2175,7	2256,1	2347,0
<i>Dont contribution usages traditionnels (i.e. hors mobilité électrique et PAC) (MW)</i>	1782,4	1811,1	1837,9	1866,7	1894,5	1923,3	1951,1	1980,0	2007,8
<i>Dont contribution mobilité électrique (MW)</i>	17,6	35,7	54,1	73,3	95,6	121,6	157,2	200,8	255,5
<i>Dont contribution PAC (MW)</i>	23,7	30,5	37,6	44,8	52,1	59,7	67,4	75,4	83,6
2. Réduction de la pointe due aux mesures d'efficacité énergétique (MW)	4,6	33,3	61,0	89,7	117,5	146,3	174,1	202,9	230,7
3. Réduction de la pointe due aux outils de flexibilité <sup>6</sup> (MW)	Intégré à la ligne contribution mobilité électrique (cf. hypothèses du scénario de référence)								
4. Réduction de la pointe due au stockage décentralisé (MW)	0,3	0,7	1,2	1,7	2,3	3,0	3,6	4,4	5,2
5. Réduction de la pointe due à la production décentralisée (MW)	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,6
<b>6. Pointe de charge foisonnée totale, toutes mesures et tous outils inclus [MW] (6=1-2-3-4-5)</b>	<b>1817,7</b>	<b>1842,3</b>	<b>1866,2</b>	<b>1890,3</b>	<b>1919,3</b>	<b>1952,1</b>	<b>1994,6</b>	<b>2045,3</b>	<b>2107,3</b>

Les hypothèses retenues pour le scénario de référence et le scénario haut S&Co sont décrites dans les paragraphes 3.3.1.3.2 à 3.3.1.3.5.

<sup>6</sup> Outils de flexibilité : réglementation de la capacité d'accès, tarification de l'utilisation du réseau incitant les utilisateurs à consommer durant les périodes où le réseau est le moins sollicité, smart metering,...



### 3.3.1.3.2. Développement de la mobilité électrique

#### Trajectoires d'évolution du nombre de véhicules électriques

Nous retenons dans notre scénario de référence une trajectoire de nombre de véhicules électriques (VE) qui permet d'atteindre les objectifs fixés par le Gouvernement wallon d'ici 2030 (BEV : 19% du parc, PHEV : 5 % du parc d'ici 2030), que nous avons estimée à environ 495 000 VE en 2030 et 408 000 VE en 2028 pour l'ensemble de la Région wallonne, en tenant compte du taux historique annuel moyen de croissance du parc de véhicules particuliers en Wallonie (1,15 % sur 2013-2019).

Cette trajectoire combine les trajectoires proposées par les GRD AIESH, AIEG, REW et RESA, que nous avons reprises en l'état, et la trajectoire proposée par ORES ajustée à la baisse.

En effet la trajectoire d'évolution des VE proposée par ORES conduit à 340 880 véhicules électriques en 2028 dans la zone d'ORES, auxquels s'ajoutent 91 727 véhicules électriques dans les zones des 4 autres GRD wallons, soit un total de 432 607 VE en région wallonne en 2028. Le scénario d'ORES nous paraît trop ambitieux, du fait qu'ORES considère que 85 % du parc de véhicules électriques wallons sera dans sa zone, alors qu'ORES ne représente qu'environ 73% des EAN. Nous préconisons donc dans notre scénario de référence de réduire le nombre de véhicules électriques en 2028 dans la zone d'ORES à 316 504 afin d'aboutir à environ 408 000 véhicules électriques sur l'ensemble de la région wallonne. Avec ce chiffre, le nombre de véhicules électriques dans la zone d'ORES en 2028 représenteraient 77,5 % de l'ensemble de la Wallonie. Par ailleurs, dans le scénario d'ORES les PHEV représentent 18,8% des véhicules électriques en 2028, ce qui est inférieur à la cible 2030 fixée par le Gouvernement wallon (20,8 % = 5%/(5%+19%)). En considérant une évolution linéaire du pourcentage de PHEV entre 2019 (69 % en Belgique, Source : European Alternative Fuels Observatory) et l'objectif 2030 du gouvernement (20,8%), le pourcentage de PHEV devrait se situer en 2028 à 21,3%.

Dans notre scénario de référence nous ajustons donc la répartition entre BEV et PHEV sur cette base (69% en 2019 variant linéairement jusqu'à 21,3% en 2028), et ceci pour l'ensemble des 5 GRD wallons.

Nous obtenons ainsi les trajectoires suivantes de véhicules électriques par GRD et pour l'ensemble de la Wallonie dans notre scénario de référence.

Tableau 31. Évolution du nombre de véhicules électriques dans le scénario de référence S&Co

Nombre de VE	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Nombre total de VE - Wallonie	39 276	60 144	84 597	113 442	147 298	188 169	246 860	318 329	408 231
Dont nombre total de BEV	14 503	40 709	61 887	85 580	112 966	145 801	192 623	249 660	321 412
Dont nombre total de PHEV	24 773	19 435	22 710	27 862	34 332	42 368	54 237	68 669	86 819
Nombre total de VE ORES	28 588	42 853	60 552	82 373	109 003	142 502	186 306	242 474	316 504
% versus Wallonie	72,79%	71,25%	71,58%	72,61%	74,00%	75,73%	75,47%	76,17%	77,53%
Dont nombre total de BEV	10 558	29 006	44 298	62 143	83 598	110 418	145 375	190 170	249 194
Dont nombre total de PHEV	18 030	13 847	16 254	20 230	25 405	32 084	40 931	52 304	67 310



Le nombre de BEV et de PHEV a été calculé en appliquant au nombre total de VE par GRD, les pourcentages de répartition suivants entre BEV et PHEV dans le parc de VE (Belgique) :

Type de VE	2019	2020 (est)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nb de BEV	18829	22972	139424,8	255877,6	372330,4	488783,2	605236	721688,8	838141,6	954594,4	1071047,2	1187500
% du parc VE	31,0%	36,9%	67,7%	73,2%	75,4%	76,7%	77,5%	78,0%	78,4%	78,7%	79,0%	79,2%
Nb de PHEV	41987	39225	66552,5	93880	121207,5	148535	175862,5	203190	230517,5	257845	285172,5	312500
% du parc VE	69,0%	63,1%	32,3%	26,8%	24,6%	23,3%	22,5%	22,0%	21,6%	21,3%	21,0%	20,8%
Nb total de VE	60816	62197	205977,3	349757,6	493537,9	637318,2	781098,5	924878,8	1068659,1	1212439,4	1356219,7	1500000

Ces pourcentages ont été calculés à partir du pourcentage réel en 2019 (source : European Alternative Fuels Observatory [www.eafo.eu](http://www.eafo.eu)) et d'une variation linéaire jusqu'à la répartition en 2030 correspondant aux objectifs du Gouvernement wallon (BEV : 19 % du parc de véhicules et PHEV : 5%, soit des PHEV représentant 20,8 % du parc de VE en 2030).

Les objectifs du Gouvernement wallon en termes de nombre de véhicules électriques étant particulièrement ambitieux, dans notre scénario haut nous conservons les mêmes trajectoires que dans le scénario de référence.

### **Impact des VE sur la pointe de charge**

L'impact des VE sur la pointe de charge résulte essentiellement de la charge à domicile, la tendance naturelle des utilisateurs étant de recharger leur VE au retour du travail en début de soirée, au moment où le réseau est le plus sollicité.

Les GRD ont proposé dans leurs projections un impact sur la pointe de charge par VE basé généralement sur les résultats de l'étude Synergrid menée par Baringa :

- AIEG a proposé un impact sur la pointe de charge qui correspond à environ 1,75 kW/VE. Ce chiffre est en ligne avec le scénario HIGH de l'étude Synergrid en considérant un mix 70/30 entre BEV et PHEV (le scénario HIGH de l'étude Synergrid prévoit en effet un impact moyen sur la pointe de 2,07 kW/BEV et de 1,04 kW/PHEV).
- AIESH propose un impact sur la pointe de charge qui correspond à environ 2,45 kW/VE. Ce chiffre est supérieur à celui du scénario HIGH de l'étude Synergrid, qui prévoit environ 1,85 kW/VE en considérant la répartition entre BEV et PHEV en 2028 dans le cadre des objectifs wallons.
- REW propose un impact sur la pointe de charge qui correspond à environ 1,5 kW /VE en 2028.
- RESA propose un impact de la charge privée sur la pointe de charge, qui varie d'1,62 kW /point de charge en 2019 à 1,2 kW / point de charge en 2028 (soit 99,44 MW pour 82 700 VE en 2018), cette projection étant basée sur le scénario HIGH de l'étude Synergrid. RESA indique également qu'en considérant le scénario LOW de l'étude Synergrid, la contribution à la pointe en 2028 atteindrait 40 MW, soit environ 0,5 kW/VE.
- ORES a proposé 3 scénarios de pointe de charge induite par la charge des VE sur son réseau, dits HIGH, LOW et FLEX, dont les 2 premiers correspondant aux scénarios HIGH et LOW de l'étude Synergrid, le troisième intégrant l'utilisation d'outils de flexibilité pour décaler la charge en dehors de la pointe du soir. ORES a indiqué considérer les scénarios LOW et FLEX comme les plus probables.



Nous considérons le scénario HIGH de l'étude Synergrid comme inapproprié pour définir le facteur d'évolution des coûts car il s'agit d'un scénario n'intégrant aucune mesure de mitigation pour déplacer la charge de la pointe vers les heures où le réseau est peu chargé ; en particulier il ne prend pas en compte les mesures tarifaires (y inclus les mesures tarifaires actuelles comme les tarifs bihoraires des GRD et des fournisseurs) permettant d'inciter les utilisateurs à charger en dehors de la pointe du soir. Ce scénario est intéressant pour identifier le cas pire si on ne faisait rien, mais il n'est pas réaliste puisque des mesures concrètes de flexibilité, notamment tarifaires, existent et peuvent être améliorées pour déplacer au maximum la charge en dehors de la pointe du soir. Le scénario LOW de l'étude Synergrid nous paraît intéressant à considérer parce qu'il cherche à décaler la charge des véhicules électriques pour une plus grande partie sur le lieu de travail et en cours de journée lorsque la production solaire est maximale, mais ce scénario n'intègre pas non plus de mesures de mitigation permettant de déplacer la charge de la pointe vers les heures pendant lesquelles le réseau est peu chargé. Nous considérons donc qu'il s'agit d'un bon scénario haut mais que le scénario de référence devrait être basé sur la mise en œuvre de mesures tarifaires fortement incitatives pour repousser la charge à la maison la nuit, au-delà de 21h ou 22h. Sans même considérer l'utilisation d'un smart meter, le tarif d'utilisation du réseau en heure creuse associé à un compteur bihoraire et à une offre de fourniture jour-nuit permet à un utilisateur de véhicule électrique d'économiser de l'ordre de 175 €/an avec les tarifs actuels (hypothèse : 20000 km/an, 20 kWh/100 km), et repousserait la charge au-delà de 21h00 à 23h00 selon les horaires actuels des GRD wallons (à noter que la plupart des wallbox actuelles ont une entrée vers un contact sec qui peut être reliée soit à un relais de TCC soit à un relais de contrôle de charge d'un smart meter). Ces tarifs pourraient être rendus plus attractifs par les GRD et les horaires d'heures creuses ajustés au mieux afin d'inciter au maximum les utilisateurs à basculer vers ces tarifs et à charger leur VE la nuit, en dehors de la charge sur le lieu de travail qui pourra être incitée par ailleurs. Le déploiement du smart meter permettra progressivement d'aller au-delà de ces mesures simples qui ont déjà fait leur preuve pour d'autres équipements flexibles comme les ballons d'eau chaude. Sur cette base nous considérons qu'il est réaliste qu'à l'horizon 2028 au maximum 5% des charges à la maison se fassent à la pointe du soir.

En conséquence, nous retenons :

- pour le scénario de référence une contribution à la pointe correspondant à une charge simultanée de 5% des véhicules électriques, à 6 kW/ BEV et 3 kW/PHEV en moyenne (chaque VE disposera d'un point de charge privé, même si ce VE pourra se charger également au travail ou sur des bornes ouvertes au public) ;
- pour le scénario haut (analyse de sensibilité) :
  - une contribution à la pointe des BEV variant de 0,8 kW/BEV en 2020 à 0,71 kW/BEV en 2028 en moyenne,
  - une contribution à la pointe des PHEV variant de 0,4 kW/PHEV en 2020 à 0,36 kW/PHEV en 2028 en moyenne,ces chiffres correspondant au scénario LOW de l'étude Synergrid.



Nos scénarios de référence et haut aboutissent aux trajectoires d'impact sur la pointe de charge des VE par GRD et pour l'ensemble de la Wallonie décrites dans les deux tableaux suivant.

Tableau 32. Impact des véhicules électriques sur la pointe de charge dans le scénario de référence S&Co

Contribution des VE à la pointe de charge	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Wallonie (MW)	8,07	15,13	21,97	29,85	39,04	50,10	65,92	85,20	109,45

**DONNEES PAR GRD CONFIDENTIELLES**

Tableau 33. Impact des véhicules électriques sur la pointe de charge dans le scénario haut S&Co

Contribution des VE à la pointe de charge	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Wallonie (MW)	21,51	39,74	57,13	76,48	98,90	125,03	160,68	204,48	259,46

**DONNEES PAR GRD CONFIDENTIELLES**

Dans le cadre de l'établissement du présent rapport final actualisé, nous avons challengé les hypothèses précédentes de nombre de véhicules électriques et d'impact sur la pointe, en prenant en compte la nouvelle étude d'ELIA publiée en juin 2021, intitulée « Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 – 2032 », qui s'appuie pour la partie mobilité électrique sur les hypothèses utilisées par ELIA dans son étude « Accelerating to net zero : redefining energy and mobility » de novembre 2020.

Le tableau suivant compare la trajectoire de véhicules électriques du scénario de référence Schwartz and Co (précédemment décrite et identique à celle présentée dans le rapport final lot 1 de janvier 2021), comparées, en les extrapolant à l'ensemble de la Belgique, aux trajectoires de véhicules électriques retenues par Elia dans ses deux dernières études d'adequacy (2019 et 2021), dans ses scénarios « Central », « WAM » et « WEM ».

Tableau 34. Nombre de véhicules électriques sur la période 2024-2028 – scénario de référence S&Co versus scénarios ELIA

Scénario	2024	2025	2026	2027	2028
Périmètre : Région wallonne					
Scénario de référence S&Co - Wallonie	147 298	188 169	246 860	318 329	408 231
Périmètre : Belgique					
Scénario de référence S&Co - Extrapolation BE*	463 201	591 726	776 289	1 001 035	1 283 745
ELIA adequacy 2019 – Central**	400 000	~470 000	~510 000	~750 000	900 000
ELIA adequacy 2021 – Central**	180 000	200 000	500 000	700 000	1 000 000
ELIA adequacy 2021 – WAM***	~600 000	~700 000	~850 000	~1 000 000	1 200 000
ELIA adequacy 2021 – WEM****	180 000	200 000	300 000	~380 000	~410 000

\* L'extrapolation à l'ensemble de la Belgique est réalisée sur la base du pourcentage représenté par la population en Région Wallonne par rapport à la population totale en Belgique (31,8%)

\*\* ELIA ne fournit dans son rapport que des chiffres en millions de véhicules avec un chiffre après la virgule



\*\*\* WAM : with additional measures (scénario haut)

\*\*\*\* WEM : with existing measures (scénario bas)

Par rapport à son étude de 2019, ELIA prévoit donc dans sa nouvelle étude adequacy de 2021, dans le scénario central, un nombre moins important de véhicules électriques sur 2024-2025, un nombre quasi identique sur 2026-2027, et un nombre un peu plus important en 2028 avec 1 millions de véhicules électriques, ce qui est significativement moins important que le chiffre retenu par Schwartz and Co pour le calcul du FEC. Dans son scénario WAM (scénario haut), ELIA aboutit à 1,2 millions de VE en 2028, légèrement inférieure à l'hypothèse retenue dans le scénario de référence S&Co.

Ceci conforte l'hypothèse de trajectoire de véhicules électriques du scénario de référence S&Co, qui correspond à une vision agressive du développement des véhicules électriques en Belgique.

Par ailleurs, dans son scénario central, ELIA prévoit dans sa nouvelle étude Adequacy de 2021 un impact de la recharge des véhicules électrique à la pointe (19 heure) de moins de 0,3 kW par VE (~0,28), quasi identique à l'hypothèse retenue dans le scénario de référence Schwartz and Co, qui est 0,27 kW par VE (chiffre résultant de l'hypothèse que l'impact de la recharge sur la pointe correspond à 5% des VE et PHEV chargeant à pleine puissance, 6 kW pour un VE, 3 kW pour un PHEV, avec pourcentage de BEV évoluant de 77% en 2024 à 79% en 2028 par rapport au nombre total de BEV et PHEV). Il est important de noter qu'ELIA considère que cet impact réduit de la recharge sur la pointe sera obtenu grâce au smart charging basé sur un échange d'information unidirectionnel (comme des signaux tarifaires adaptés), et fait l'hypothèse que la recharge optimisée grâce au smart charging sera utilisée en moyenne par 32 % des véhicules électriques en 2028. ELIA a donc une vision très proche de celle développée par Schwartz and Co.

Par ailleurs, dans le scénario haut de Schwartz and Co, basé sur le scénario LOW de l'étude Synergrid), l'impact de la recharge varie entre 0,67 kW/VE en 2024 et 0,64 /VE en 2028, soit plus de 2 fois l'impact estimé par ELIA dans son scénario central.

Ceci conforte également les hypothèses d'impact de la recharge sur la pointe de charge utilisées dans les scénarios de référence et haut de Schwartz and Co.

### **3.3.1.3.3. Développement des nouveaux usages, hors mobilité électrique**

#### **Trajectoires d'évolution du nombre de véhicules de pompes à chaleur**

Nous retenons les trajectoires de PAC proposées par les 5 GRD, qui aboutissent à un total d'environ 49 000 PAC en service en Région wallonne en 2028, qui est un chiffre cohérent avec les objectifs du Gouvernement wallon et les hypothèses retenues par ELIA dans son dernier plan d'adéquation (2019).

Tableau 35. Trajectoire d'évolution du nombre de pompes à chaleur en service en Région wallonne



	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Nombre de pompes à chaleur - Wallonie	20 158	23 579	27 044	30 554	34 116	37 730	41 403	45 137	48 935

### Impact des pompes à chaleur sur la pointe de charge

Les GRD ont proposé dans leurs projections les impacts sur la pointe de charge par PAC suivants :

- AIEG et AIESH : environ 2,45 kW/PAC (PAC résidentielle)
- REW : 0,37 kW/PAC (PAC résidentielle)
- RESA : 6,3 kW/PAC, correspondant à 2,66 kW par PAC résidentielle et 20 kW/PAC non résidentielle.
- ORES : 1,4 kW/PAC (PAC résidentielle) dans son scénario LOW, et 1,7 kW/PAC dans son scénario HIGH.

Nous considérons que les hypothèses de l'AIEG, AIESH et RESA sont trop élevées au regard des résultats d'études terrain menées en Europe, et en particulier de l'étude « The addition of heat pump electricity load profiles to GB electricity demand : Evidence of a heat pump field trial » (Applied Energy 204 (2017) 332-342), qui est par ailleurs mentionnée par RESA dans sa réponse au questionnaire N°1. Cette étude qui est basée sur des PAC d'une puissance thermique d'environ 8 kW (hypothèse retenue par RESA dans sa projection pour les PAC résidentielles) montre que la pointe du soir se situe à environ 1,4 kW/PAC.

Nous retenons donc pour le scénario de référence, une contribution à la pointe de 1,4 kW / PAC pour les PAC résidentielle et de 10,5 kW/PAC pour les PAC non résidentielles (même ratio que pour les PAC résidentielles, ce qui est conservateur, le besoin de chauffage le soir étant moins important que dans le résidentiel).

Pour l'analyse de sensibilité, nous retenons dans le cadre du scénario haut 1,7 kW / PAC résidentielle et 12,8 kW/PAC non résidentielle.

Nos scénarios de référence et haut aboutissent aux trajectoires d'impact sur la pointe de charge des PAC par GRD et pour l'ensemble de la Wallonie décrites dans les deux tableaux suivants.

Tableau 36. Impact des PAC sur la pointe de charge dans le scénario de référence S&Co

Contribution à la pointe de charge des PAC	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Wallonie (MW)	41,7	47,5	53,4	59,4	65,5	71,9	78,4	85,0	91,9

### DONNEES PAR GRD CONFIDENTIELLES

Tableau 37. Impact des PAC sur la pointe de charge dans le scénario haut S&Co

Contribution à la pointe de charge des PAC	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Wallonie (MW)	50,7	57,7	64,8	72,1	79,6	87,3	95,2	103,3	111,6

### DONNEES PAR GRD CONFIDENTIELLES



Dans le cadre de l'établissement du présent rapport final actualisé, nous avons challengé les hypothèses précédentes de nombre de PAC du scénario de référence S&Co, en prenant en compte la nouvelle étude d'ELIA publiée en juin 2021, intitulée « Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022 – 2032 ».

Dans cette nouvelle étude, ELIA ne donne plus de trajectoire de nombres de PAC (contrairement à l'étude précédente de 2019) mais uniquement un taux de pénétration de PAC dans le secteur résidentiel et tertiaire en Belgique. Nous avons donc extrapolé le nombre de PAC en Belgique correspondant à ces chiffres à partir du nombre total de ménages (4,728 millions en 2020, cf. annexe), et d'un taux estimé de répartition des PAC entre résidentiel et tertiaire (hypothèse déjà utilisée pour le rapport lot 1, résidentiel : 79 %, tertiaire : 21%, identique à celle retenue par RESA, le seul GRD étant descendu à ce niveau de granularité). Les résultats sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 38. Nombre de PAC sur la période 2024-2028 – scénario de référence S&Co versus scénarios ELIA

Scénario	2024	2025	2026	2027	2028
Périmètre : Région wallonne					
Scénario de référence S&Co - Wallonie	34 116	37 730	41 403	45 137	48 935
Périmètre : Belgique					
<b>Scénario de référence S&amp;Co - Wallonie Extrapolation BE</b>	<b>107 284</b>	<b>118 649</b>	<b>130 199</b>	<b>141 940</b>	<b>153 884</b>
ELIA adequacy 2019 – Central	~35 000	~68 000	~100 000	~135 000	~170 000
<b>ELIA adequacy 2021 – Central*</b>	<b>~78 000</b>	<b>~84 000</b>	<b>~114 000</b>	<b>~138 000</b>	<b>~162 000</b>
ELIA adequacy 2021 – WAM*	~96 000	~114 000	~132 000	~150 000	~168 000
ELIA adequacy 2021 – WEM*	~78 000	~84 000	~96 000	~108 000	~120 000

\* Calcul Schwartz and Co sur base des taux de pénétration des PAC fournis par ELIA

On constate que le nombre de PAC en 2028 du scénario de référence S&Co est très proche des nombres correspondants dans les scénarios « Central » et « WAM » d'ELIA.

Ceci conforte l'hypothèse de trajectoire de PAC utilisée dans le scénario de référence S&Co.



### 3.3.1.3.4. Développement du stockage d'électricité

Le tableau suivant donne la vision consolidée des 5 GRD wallons en matière de développement du stockage d'électricité en Wallonie et de leur contribution à la réduction de la pointe de charge du réseau, telle qu'ils l'ont communiquée en réponse au premier questionnaire de Schwartz and Co, soit une capacité totale installée d'environ 193 MW en 2028 et une contribution à la réduction de la pointe très faible estimée à environ 14 MW dans le meilleur des cas.

Tableau 39. Développement du stockage en Wallonie et impact à la baisse sur la pointe de charge tels que communiqués par les 5 GRD dans le cadre du premier questionnaire

Stockage - Wallonie	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Nombre de stockages décentralisés	434	824	1258	1724	8237	8766	15765	23021	30542
Capacité cumulée des stockages décentralisés (MW)	13,18	16,74	22,42	28,16	70,17	75,04	116,31	155,06	193,16
Contribution des stockages à la réduction de la pointe de charge du réseau (MW)	0,32	0,72	3,19	5,72	7,51	8,15	10,04	12,1	14,21

Plusieurs GRD ont souligné lors des entretiens de début juillet la grande incertitude sur le développement du stockage en Wallonie et sur le potentiel de réduction de la pointe qui en découle, point que nous partageons. Les GRD AIEG et AIESH qui envisagent au mieux 2 MW de stockage sur leur réseau respectif et une réduction équivalente de la pointe, n'ont pas intégré cette contribution dans leur vision globale de l'évolution de la pointe de leur réseau en réponse à la question 36 du premier questionnaire. Le GRD ORES a par ailleurs communiqué à Schwartz and Co le 2 octobre 2020 en réponse à la question 5 du deuxième questionnaire une décomposition de la pointe globale sur son réseau et de la pointe sur son réseau BT qui ne reprend pas les 5 MW de réduction de la pointe induite par le stockage, qu'ORES avait communiqué initialement dans le cadre du premier questionnaire. Etant données les grandes incertitudes sur cette thématique, nous avons donc exclu dans le scénario de référence et le scénario haut les 2 MW de deux premiers GRD ainsi que les 5 MW du troisième GRD (2028), et conservé uniquement les 5,1 MW (2028) confirmé par un GRD dans son propre scénario de référence, et les 0,16 MW (2028) communiqué par un autre GRD en réponse à la question 36 du premier questionnaire.

### 3.3.1.3.5. Efficacité énergétique

L'impact des mesures d'efficacité énergétique sur l'évolution de la pointe est traité de manière contrastée dans les propositions des GRD :

- Deux GRD considèrent que globalement la pointe de charge relative aux usages traditionnels restera plate grâce aux mesures d'efficacité énergétique qui permettront de compenser les effets sur la pointe induits par la croissance du nombre de clients.
- Trois GRD considèrent que la pointe de charge relative aux usages traditionnels va croître, sans aucun effet des mesures d'efficacité d'énergétique sur cette croissance.

Nous partageons l'approche des deux premiers GRD. Nous sommes en effet d'avis que les mesures d'efficacité énergétique contribuent bien à la réduction de la pointe, comme par exemple le remplacement d'appareils électriques par des appareils moins énergivores, qui ont des puissances moins élevées pour le même niveau de performance. C'est également ce que considère ELIA dans son étude d'adéquation de 2019, qui prend comme hypothèse que l'augmentation de la pointe de charge de la Belgique sur les usages traditionnels induite par la croissance du PIB et de la population



est intégralement compensée par les mesures d'efficacité énergétique. Enfin, les hypothèses proposées par les trois autres GRD ne sont pas cohérentes avec leur historique d'évolution de la pointe de charge.

Pour notre scénario de référence d'évolution de la pointe de charge ainsi que notre scénario haut, nous retenons donc l'hypothèse d'une constance de la contribution des usages traditionnels à la pointe globale et BT, mesures d'efficacité énergétiques incluses et ajustons les hypothèses de GRD en conséquence.

### **3.3.1.3.6. Développement de la production électrique décentralisée**

Les réponses des 5 GRD au premier questionnaire conduisent à une puissance d'UPD raccordées aux réseaux de distribution wallons variant entre 5389 MW en 2024 et 7528 MW en 2028, légèrement en dessous de la puissance cible basée sur les objectifs indicatifs par filière fixés pour 2030 par l'arrêté du Gouvernement wallon du 11 avril 2019 modifiant l'arrêté du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelable ou de cogénération, que nous estimons à 7700 MW. Cette projection est donc un peu élevée mais l'ordre de grandeur est malgré tout cohérent avec les objectifs du gouvernement. Dans le cadre de cette projection cumulée 704 nouvelles UPD de puissance installée supérieure ou égale à 250 kW seraient installées entre 2024 et 2028, quasiment toutes flexibles.

L'impact de la production décentralisée sur la pointe de charge du réseau dépend des types d'actifs implantés et chaque GRD l'a chiffré pour son propre réseau. Ces chiffres ont été repris directement dans les scénarios de référence et haut S&Co (voir la ligne « réduction de la pointe due à la production décentralisée dans les tableaux des pages suivantes).

### **3.3.1.3.7. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe – AIEG**

Les évolutions de la pointe globale et de la pointe du réseau BT de l'AIEG ont été recalculées sur la base des hypothèses des scénarios de référence et haut S&Co (voir 4 tableaux suivants).

Étant données la décroissance de la pointe globale, la croissance très modérée de la pointe de charge BT et la marge de sécurité existante, nous n'anticipons pas de besoin d'investissements additionnels dans le réseau de l'AIEG, au sens du FEC, pour faire face à l'évolution de la pointe sur 2024-2028 dans le cadre des scénarios de référence et haut.

Ces éléments ont été partagés avec AIEG document du 28 août 2020, qui a marqué son accord dans sa réponse du 7 septembre 2020.

Aucun coût additionnel lié à l'évolution de la pointe n'a donc été pris en compte pour AIEG pour le calcul du FEC électricité.



Tableau 40. Pointe de charge totale du réseau de l'AIEG – scénario de référence S&Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 41. Pointe de charge totale sur le réseau BT de l'AIEG – scénario de référence S&Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 42. Pointe de charge totale sur le réseau de l'AIEG – scénario haut S&Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 43. Pointe de charge totale du réseau BT de l'AIEG – scénario haut S&Co

**CONFIDENTIEL**

### **3.3.1.3.8. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe – AIESH**

Les évolutions de la pointe globale et de la pointe du réseau BT de l'AIESH ont été recalculées sur la base des hypothèses des scénarios de référence et haut S&Co (voir 4 tableaux suivants).

Étant données la croissance modérée de la pointe de charge BT et la marge de sécurité existante très importante, nous n'anticipons pas de besoin d'investissements additionnels dans le réseau de l'AIESH, au sens du FEC, pour faire face à l'évolution de la pointe sur 2024-2028 dans le cadre des scénarios de référence et haut.

Ces éléments ont été partagés avec AIESH (document du 28 août 2020), qui a indiqué ne pas avoir de commentaires particulier dans sa réponse du 14 septembre 2020.

Aucun coût additionnel lié à l'évolution de la pointe n'a donc été pris en compte pour AIESH pour le calcul du FEC électricité.

Tableau 44. Pointe de charge totale du réseau de l'AIESH – scénario de référence S&Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 45. Pointe de charge totale du réseau BT de l'AIESH – scénario de référence S&Co

**CONFIDENTIEL**



Tableau 46. Pointe de charge totale du réseau de l'AIESH – scénario haut S&Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 47. Pointe de charge totale du réseau BT de l'AIESH – scénario haut S&Co

**CONFIDENTIEL**

### **3.3.1.3.9. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe – REW**

REW a indiqué à Schwartz and Co lors de la réunion du 30 juin 2020 que des investissements de renforcement du réseau de REW ne seront pas nécessaires en raison du surdimensionnement du réseau en place et du recours aux outils de flexibilité.

Les trajectoires d'évolution de la pointe globale et sur le réseau BT proposées par REW montrent en effet une quasi stabilité la pointe globale entre 2024 et 2028 et une légère baisse de la pointe sur le réseau BT entre 2024 et 2028 (voir les deux tableaux suivants).

Aucun coût additionnel lié à l'évolution de la pointe n'a donc été pris en compte pour REW pour le calcul du FEC électricité.

Tableau 48. Pointe de charge totale du réseau de REW – inputs REW

**CONFIDENTIEL**

Tableau 49. Pointe de charge totale du réseau BT de REW – inputs REW

**CONFIDENTIEL**

### **3.3.1.3.10. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe - ORES**

#### **3.3.1.3.10.1. Scénarios étudiés**

Les évolutions de la pointe globale et de la pointe du réseau BT d'ORES ont été recalculées sur la base des hypothèses des scénarios de référence et haut S&Co décrits précédemment (voir les quatre tableaux suivants ; il est précisé que ces tableaux ont été recalculés sur la base de précisions apportées à Schwartz and Co par ORES dans son document envoyé le 2 octobre 2020 intitulé – Question 5 : Nouvelle approche évolution des pointes de charge). Les modifications ont donc porté sur :

- un ajustement à la baisse de la trajectoire de véhicules électriques
- un ajustement à la baisse de l'impact de la charge sur la pointe de charge
- l'ajout d'une trajectoire de réduction de la pointe due aux mesures d'efficacité énergétique permettant de conserver une trajectoire plate 2020-2028.



Tableau 50. Pointe de charge totale du réseau d'ORES – scénario de référence S&Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 51. Pointe de charge totale du réseau BT d'ORES – scénario de référence S&Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 52. Pointe de charge totale du réseau d'ORES – scénario haut S&Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 53. Pointe de charge totale du réseau BT d'ORES – scénario haut S&Co

**CONFIDENTIEL**

Les scénarios de référence et haut S&Co ont été présentés à ORES dans le cadre du questionnaire N°2 pour avis et commentaires. ORES a indiqué ne pas approuver ces 2 scénarios et souhaiter s'en tenir à son scénario de référence, décrit dans les 2 tableaux suivants (version du 2 octobre 2020 fournie par ORES dans son document intitulé – Question 5 : Nouvelle approche évolution des pointes de charge).

Nous réitérons cependant notre avis que le scénario d'ORES est surévalué tout particulièrement en raison de la non-prise en compte de l'effet à la baisse des mesures d'efficacité énergétique, en contradiction avec l'étude d'adéquation d'ELIA de 2019 (et avec les approches de RESA et REW), et de l'absence totale de réduction de la pointe grâce aux mesures de flexibilité.



Tableau 54. Pointe de charge totale du réseau d'ORES – scénario de référence d'ORES

**CONFIDENTIEL**

Tableau 55. Pointe de charge totale du réseau BT d'ORES – scénario de référence d'ORES

**CONFIDENTIEL**

Nous avons également interrogé ORES, dans le cadre du questionnaire N°2 et de demandes de compléments, suite aux réponses initiales incomplètes, sur son évaluation des éventuels coûts additionnels induits par l'évolution de la pointe dans les scénarios de référence et haut S&Co, ainsi que dans le scénario de référence d'ORES. Ces éléments sont traités dans la section suivante.

### **3.3.1.3.10.1. Investissements chiffrés par ORES et coûts unitaires associés**

Sur base des investissements par type d'actif et des volumes correspondants proposés par ORES (réponses à notre questionnaire N°2) pour faire face aux différents scénarios d'évolution de la pointe globale de son réseau, nous avons calculé les coûts unitaires liés à chaque élément de réseau en €<sub>courants</sub> (cf. coûts unitaires ORES dans les tableaux suivants). Nous avons comparé ces coûts unitaires aux coûts unitaires calculés par Schwartz and Co sur base des investissements d'adaptation réalisés sur la période 2017-2019 dans le cadre d'un renforcement du réseau (coûts unitaires calculés sur la base des réponses aux questions 9 et 10 du questionnaire N°1, en adaptation, avec prise en compte des recettes de tiers, sauf pour les cabines MT/BT, voir le paragraphe suivant), également exprimés en €<sub>courants</sub> (cf. coûts unitaires S&Co).

Dans le cadre de la préparation du présent rapport nous avons également révisé le calcul du coût unitaire des cabines MT/BT en adaptation, en cohérence avec la modification des coûts unitaires des cabines MT/BT dans le cadre de l'extension du réseau précédemment décrite. Nous avons retenu le coût unitaire moyen sur 2017-2019, avec prise en compte de l'inflation 2018-2019 pour obtenir des coûts en €<sub>2019</sub>, calculé à partir des données de coûts d'investissement en adaptation sur 2017-2019 pour l'ensemble des composants des cabines (terrain, bâtiments, cellules, transfos) renseignés par ORES à la question 9 du questionnaire N°1. Nous obtenons ainsi un coût unitaire de 30 021 €<sub>2019</sub> par cabine MT/BT pour ORES, à comparer à 33 660 €<sub>2019</sub> pour RESA, en utilisant la même méthode.

Nous constatons que les coûts unitaires résultant du chiffrage d'ORES sont tous plus élevés que les coûts unitaires S&Co calculés sur base de l'historique, ce qui nous conduit à retenir les coûts calculés sur base de l'historique.

Les 3 tableaux suivants présentent les données d'investissements par type d'actif et les volumes correspondants communiqués par ORES dans ses différentes réponses au questionnaire N°2, ainsi que la comparaison des coûts unitaires ORES et S&Co dans chaque scénario d'évolution de la pointe considéré.



Il est à noter que pour les postes et cabines MT/BT, ORES n'a pas été en mesure de fournir le nombre de postes et cabines remplacés (adaptation) correspondant à l'investissement communiqué par ORES, et nous avons donc dû l'estimer selon la méthode suivante :

- Nous avons calculé la puissance moyenne des cabines MT/BT adaptées dans le cadre d'un renforcement de réseau sur 2017-2019, à partir des données de nombre de transformateurs MT/BT et de puissance correspondante renseignées par ORES en réponse aux questions 9 et 10 du questionnaire N°1, en prenant en compte un nombre moyen de 1,1 transformateur MT/BT par cabine, comme pour l'estimation des coûts unitaires de cabine précédemment décrite. Nous obtenons le chiffre de 415,2 kW par cabine adaptée.
- Nous avons estimé le nombre de cabines remplacées en divisant chaque année la puissance additionnelle cumulée par la puissance moyenne par cabine adaptée calculée précédemment. Comme indiqué dans notre questionnaire N°2, la « puissance additionnelle cumulée » des postes et cabines MT/BT d'une année donnée est égale à la somme des puissances des transformateurs qui ont été installés pour remplacer des transformateurs saturés, moins la somme des puissances des transformateurs remplacés, au cours de l'année considérée. Cependant, ORES a interprété cette définition différemment et a renseigné ce paramètre en cumulant chaque année la puissance additionnelle installée depuis 2024 (à titre d'exemple, dans le scénario de référence Schwartz and Co, on voit que la puissance additionnelle cumulée est multipliée par 5 entre 2024 et 2028, tandis que les investissements en euros courants sont multipliés uniquement par 1,25 sur la même période). Nous avons donc pris en compte dans le calcul du nombre de cabines remplacées chaque année uniquement la variation annuelle de la puissance additionnelle cumulée communiquée par ORES. Les 3 tableaux suivants comportent sur la ligne « Puissance additionnelle cumulée » les chiffres communiqués par ORES, donc avant le retraitement susmentionné.

Tableau 56. Investissements chiffrés par ORES et coûts unitaires relatifs au scénario de référence Schwartz and Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 57. Investissements chiffrés par ORES et coûts unitaires relatifs au scénario haut Schwartz and Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 58. Investissements chiffrés par ORES et coûts unitaires relatifs au scénario de référence d'ORES (y inclus conversion 400 V)

**CONFIDENTIEL**



### **3.3.1.3.10.2. Investissements retenus par Schwartz and Co et calcul des CNI additionnelles**

Les investissements et volumes d'actifs correspondants liés à la conversion du réseau 230 V en 400 V tels que présentés par ORES dans ses réponses aux différents questionnaires ont été retirés du chiffrage du scénario de référence d'ORES. En effet, les investissements liés à cette conversion sont considérés, d'un commun accord avec la CWaPE, comme des investissements de renouvellement donc de type « business as usual ». Il n'y a donc pas lieu de les prendre en compte dans le calcul des CNC additionnelles.

Sur base des longueurs de réseau remplacées, trois types de coûts impactent les CNI :

- les amortissements exceptionnels, relatifs aux actifs remplacés ;
- les amortissements supprimés, relatifs également aux actifs remplacés ;
- les amortissements additionnels, relatifs aux nouveaux actifs mis en service.

**Les amortissements exceptionnels**, découlant d'une mise hors service d'un actif non arrivé en fin de vie, sont estimés sur base de la VNC unitaire (€/km) de chaque type d'actif au 31 décembre 2019 (source : rapport ex-post 2019), auquel nous appliquons un facteur correctif fixé à ce stade à 20% permettant de modéliser l'âge moyen des actifs remplacés dans ce cadre. En effet, les actifs qui vont être remplacés de manière accélérée sont malgré tout plutôt des actifs en deuxième partie de vie ou proche de leur fin de vie. Un facteur de 20% signifie que si l'âge moyen des câbles et lignes est de 25 ans, en considérant une pyramide des âges plate, les actifs remplacés dans ce cadre auront un âge moyen de 45 ans. L'amortissement exceptionnel impacte les CNI d'une seule et unique année.

**Les amortissements supprimés** correspondent à la valeur annuelle de l'amortissement de l'actif remplacé. L'amortissement supprimé impacte les CNI l'année suivant le désinvestissement de l'actif et, sur toute la durée de la période étant donné le facteur correctif retenu. Il est calculé sur base des amortissements unitaires (€/km) de l'année 2019 (source : rapport ex-post 2019).

**L'amortissement additionnel** est calculé comme la valeur de l'amortissement annuel d'un nouvel actif. Il représente 2% de la valeur d'investissement des lignes et des câbles et 3% de la valeur d'investissement des postes et cabines. La valeur d'investissement des nouveaux actifs est calculée en €<sub>2024</sub> par le produit des coûts unitaires (eux-mêmes exprimés en €<sub>2024</sub>) avec les longueurs de réseau / nombres de postes et cabines installés. Ces amortissements additionnels impactent les CNI l'année de l'investissement et chaque année suivante au cours de la période tarifaire.

Les tableaux suivants présentent les CNI additionnelles d'ORES calculées pour chacun des scénarios d'évolution de la pointe du réseau.

Tableau 59. Investissements et CNI induits par le scénario de référence Schwartz and Co - ORES

**CONFIDENTIEL**



Tableau 60. Investissements et CNI induits par le scénario haut Schwartz and Co - ORES

**CONFIDENTIEL**

Tableau 61. Investissements et CNI induits par le scénario de référence d'ORES, hors conversion 400 V

**CONFIDENTIEL**

### **3.3.1.3.1. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe - RESA**

#### **3.3.1.3.1.1. Scénarios étudiés**

Les évolutions de la pointe globale et de la pointe du réseau BT de RESA ont été recalculées sur la base des hypothèses des scénarios de référence et haut S&Co décrits précédemment (voir les quatre tableaux suivants). Les modifications ont donc porté sur :

- un ajustement à la baisse de l'impact de la charge sur la pointe de charge ;
- un ajustement à la baisse de l'impact des PAC sur la pointe de charge.

Tableau 62. Pointe de charge totale du réseau de RESA – scénario de référence S&Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 63. Pointe de charge totale du réseau BT de RESA – scénario de référence S&Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 64. Pointe de charge totale du réseau de RESA – scénario haut S&Co

**CONFIDENTIEL**

Tableau 65. Pointe de charge totale du réseau BT de RESA – scénario haut S&Co

**CONFIDENTIEL**

Les scénarios de référence et haut S&Co ont été présentés à RESA dans le cadre du questionnaire N°2 pour avis et commentaires. RESA a indiqué ne pas approuver ces 2 scénarios et a proposé son propre scénario de référence, décrit dans les 2 tableaux suivants, ainsi qu'un scénario haut. Nous jugeons le scénario de référence de RESA surévalué, et nous n'avons pas reproduit dans le présent rapport le scénario haut de RESA car nous le jugeons irréaliste, en particulier parce que basé sur le scénario HIGH de l'étude Synergrid précédemment mentionnée.



Tableau 66. Pointe de charge totale du réseau de RESA – scénario de référence RESA

**CONFIDENTIEL**

Tableau 67. Pointe de charge totale du réseau BT de RESA – scénario de référence RESA

**CONFIDENTIEL**

Nous avons également interrogé RESA, dans le cadre du questionnaire N°2 et de demandes de compléments suite aux réponses initiales incomplètes, sur son évaluation des éventuels coûts additionnels induits par l'évolution de la pointe dans les scénarios de référence et haut S&Co, ainsi que dans le scénario de référence de RESA. Ces éléments sont traités dans la section suivante.

### **3.3.1.3.1.1. Investissements chiffrés par RESA pour chacun des 3 scénarios et coûts unitaires associés**

Sur la base des investissements par type d'actif et des volumes correspondants proposés par RESA (réponses à notre questionnaire N°2) pour faire face aux différents scénarios d'évolution de la pointe globale de son réseau, nous avons calculé les coûts unitaires liés à chaque élément de réseau en €<sub>courants</sub> (cf. coûts unitaires RESA dans les tableaux suivants). Nous avons comparé ces coûts unitaires aux coûts unitaires calculés par Schwartz and Co (cf. coûts unitaires S&Co dans les tableaux suivants) sur la base des investissements d'adaptation réalisés sur la période 2017-2019 dans le cadre d'un renforcement du réseau (coûts unitaires calculés sur la base des réponses aux questions 9 et 10 du questionnaire N°1, en adaptation, avec prise en compte des recettes de tiers, sauf pour les cabines MT/BT, voir le paragraphe suivant), également exprimés en €<sub>courants</sub>.

Pour rappel, dans le cadre de la préparation du présent rapport nous avons également révisé le calcul du coût unitaire des cabines MT/BT en adaptation, selon la méthode déjà décrite au paragraphe 3.3.1.3.10.1, en cohérence avec la modification des coûts unitaires des cabines MT/BT dans le cadre de l'extension du réseau précédemment décrite.

Nous constatons que les coûts unitaires résultant du chiffrage de RESA sont majoritairement plus élevés que les coûts unitaires S&Co calculés sur base de l'historique, ce qui nous conduit à retenir les coûts calculés sur base de l'historique.

Les 3 tableaux suivants présentent les données d'investissements par type d'actif et les volumes correspondants communiqués par RESA dans ses réponses au questionnaire N°2, ainsi que la comparaison des coûts unitaires RESA et S&Co dans chaque scénario d'évolution de la pointe considéré.

Tableau 68. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario de référence Schwartz and Co – RESA

**CONFIDENTIEL**

Tableau 69. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario haut Schwartz and Co – RESA

**CONFIDENTIEL**



Tableau 70. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario RESA

**CONFIDENTIEL**

### **3.3.1.3.1.1. Investissements retenus par Schwartz and Co et calcul des CNI additionnelles**

Les tableaux suivants présentent les CNI additionnelles de RESA calculées pour chacun des scénarios d'évolution de la pointe du réseau, sur base de la méthode précédemment décrite pour ORES.

Tableau 71. Investissements et CNI induits par le scénario de référence S&Co - RESA

**CONFIDENTIEL**

Tableau 72. Investissements et CNI impliqués par le scénario haut S&Co - RESA

**CONFIDENTIEL**

Tableau 73. Investissements et CNI induits par le scénario de référence RESA - RESA

**CONFIDENTIEL**

### **3.3.1.4. Smart metering**

#### **3.3.1.4.1. Situation de départ pour l'établissement du rapport final du 5 janvier 2021 (rappel)**

Les coûts additionnels relatifs aux projets de déploiement du comptage intelligent sont encore incertains pour plusieurs raisons, à des degrés divers selon les GRD :

- Dans le cas de l'AIEG, AIESH et REW, associés à travers AREWAL pour acheter des compteurs intelligents en commun, ainsi qu'un système central commun (HES+MDMS), les coûts du matériel ne seront connus qu'à l'issue de l'appel d'offres en cours d'exécution. Des échanges entre Schwartz and Co et AREWAL début octobre ont cependant permis de tenir compte des prix des compteurs issus des différentes offres reçues, ainsi que des dernières cotations pour le matériel hors comptage. Les 3 GRD ont clairement opté pour la technologie de communication NB IoT comme technologie de base, et ont également retenu une approche pragmatique pour traiter la question des compteurs intelligents situés en zone blanche pour la technologie NB IoT, en ayant recours soit à la technologie LTE 4G (principalement) ou au PLC (dans les cas où la 4G ne passe pas). L'appel d'offres en cours porte donc au niveau des compteurs sur la fourniture des compteurs intelligents modulaires, qui peuvent être équipés de modules NB IoT, LTE 4G ou PLC. Au niveau des données de chiffrage fournies, les 3 GRD ont remis à Schwartz and Co leur business case datant de 2018.



- Dans le cas du GRD RESA, la première phase du projet se déroulant d'ici 2023, et dite tactique, est basée sur l'utilisation des compteurs intelligents électricité et gaz de Fluvius basés sur les technologies NB IoT pour la communication avec le système central et M-Bus pour la communication entre compteur de gaz et compteur électrique, ce dernier jouant le rôle de passerelle, et sur l'utilisation du HES mis en place par IBM et Sagemcom pour Fluvius à travers une prestation DaaS. RESA n'a pas encore complètement défini la manière de procéder pour traiter la phase stratégique du projet, à partir de 2023/2024.

**PASSAGE CONFIDENTIEL**

Au niveau des données de chiffrage fournies, Schwartz and Co a pu accéder au dernier business case en date, dont les quantités à déployer sur 2024 à 2028 ont été confirmées par RESA à travers sa réponse au questionnaire N°2.

- Dans le cas d'ORES, la même approche que RESA est appliquée pour la phase tactique.

**PASSAGE CONFIDENTIEL**

Enfin, étant donné le recours déposé par ORES suite à la décision de la CWaPE d'arrêt du projet spécifique approuvé en août 2018 de déploiement des compteurs communicants d'ORES Assets, ORES n'a pas souhaité transmettre de business case couvrant la période 2024-2028. Au niveau des données de chiffrages, Schwartz and Co n'a donc eu accès qu'au business case 2019-2023 mis à jour et transmis à la CWaPE en avril 2020. En fin de phase 2 de la présente étude (décembre), la CWaPE a informé Schwartz and Co qu'ORES lui avait transmis un business case mis à jour couvrant également la période 2024-2028, dont nous avons pu exploiter certains points en toute fin de projet (voir paragraphe 0).

En dépit de ces incertitudes, Schwartz and Co a pu calculer une estimation des coûts additionnels relatifs aux projets de déploiement des 5 GRD, qu'il conviendra de mettre à jour le cas échéant, lorsque les principales incertitudes auront été levées et si les prix des compteurs et des systèmes centraux définitifs s'écartent fortement des estimations des GRD utilisées dans le cadre de la présente étude.

Il est important de noter que les coûts d'investissement relatifs au smart metering ont été calculés hors immobilisation de frais généraux (surcharge), afin de comparer les business cases des GRD sur des bases objectives, ORES ayant par ailleurs communiqué à la CWaPE de nouveaux niveaux de surcharge particulièrement élevés et en cours de discussion avec la CWaPE.

Il est également à noter que les hypothèses retenues par tous les GRD pour les durées moyennes de placement des compteurs (hors cas difficiles) sont beaucoup plus élevées que les temps effectifs moyens rencontrés dans les autres pays européens (France, Luxembourg, Espagne, Italie et Scandinavie : entre 50 minutes et 1 heure pour l'électricité, environ 1 heure pour le gaz, temps de trajet inclus) et que les durées de placement retenues par Fluvius et le régulateur flamand, qui sont d'1 heure par point de comptage, pour l'électricité et pour le gaz, en cohérence avec le retour



d'expérience international. Ces durées plus élevées sont dues pour une part à des éléments objectifs, comme le choix de remplacer systématiquement le coffret chez ORES et RESA, et pour une part au manque de retour d'expérience du terrain qui induit une approche très conservatrice.

Le détail des hypothèses et calculs des coûts additionnels relatifs au smart metering a été communiqué individuellement à chaque GRD dans le cadre du rapport de consultation relatif au rapport intermédiaire de la présente étude.

#### **3.3.1.4.2. Situation de départ pour l'établissement du présent rapport final actualisé**

Les coûts additionnels actualisés relatifs aux projets de déploiement de comptage intelligent d'électricité et de gaz ont été calculés à partir des business cases actualisés couvrant la période 2024 – 2028 de chaque GRD. Les business cases actualisés ont été fournis par AREWAL (pour AIEG, AIESH et REW) en date du 24 décembre 2021, par RESA en date du 20 décembre 2021 et par ORES en date du 20 décembre 2021. Ces documents clarifient de nombreux éléments qui étaient incertains à la remise du rapport final du lot 1, le 5 janvier 2021, pour l'ensemble des GRD :

- Dans le cas de l'AIEG, AIESH et REW, associés à travers AREWAL pour acheter des compteurs intelligents en commun, ainsi qu'un système central commun (HES+MDMS), AREWAL a retenu le fournisseur Iskraemeco à l'issue de la procédure d'appel d'offres. Le HES et le MDMS sont acquis sous la forme de systèmes, et non d'un contrat de service de type DaaS. Le contrat de fourniture des compteurs intelligents est d'une durée de 4 ans, les 3 GRD ont choisi des compteurs intelligents modulaires et la technologie de communication cellulaire NB IoT comme technologie principale. Les 3 GRD ont partagé les grilles tarifaires issues de l'appel d'offres dans leur business case actualisé.
- Dans le cas de RESA, une nouvelle procédure d'appel d'offres pour la fourniture de compteurs intelligents d'électricité et de gaz, et de services DaaS pour le cycle de vie des compteurs (15 ans), a été menée avec Fluvius, ORES et Sibelga. Le marché correspondant, dit « marché MDC2 » a été attribué en août 2021 à deux fournisseurs : IBM et Landis+Gyr. RESA ne déploie donc pas de système HES en propre. La solution repose sur la technologie de communication NB IoT entre les compteurs intelligents d'électricité et le système central, et le standard Wireless M-BUS est utilisé pour la communication entre les compteurs de gaz et d'électricité. Le début de déploiement des nouveaux compteurs intelligents est prévu en 2023. RESA n'a pas encore pris de décision sur la technologie utilisée en zone blanche, qui sera commune aux GRD prenant part au projet. Au niveau des données de chiffrage fournies, Schwartz and Co a eu accès aux données fournies dans le business case actualisé de RESA, ainsi que dans celui d'ORES qui participe aussi au marché MDC2.
- Dans le cas d'ORES, la même stratégie que RESA a été mise en place en participant au nouveau marché MDC2. Le déploiement d'un nouveau HES est prévu sous la forme de prestation DaaS avec les deux fournisseurs, IBM et Landis+Gyr. Les compteurs



d'électricité et de gaz fournis via ce nouveau marché seront déployés à partir de mi 2023. La technologie de communication NB IoT est utilisée entre les compteurs d'électricité et le système central, et le standard Wireless M-BUS est utilisé pour la communication entre les compteurs de gaz et d'électricité. Au niveau des données de chiffrage fournies, Schwartz and Co a eu accès aux données fournies dans le business case actualisé d'ORES, ainsi que dans celui de RESA qui participe aussi au marché MDC2.

Il est important de noter que les coûts actualisés d'investissement relatifs au smart metering ont été calculés avec surcharge, alors que les coûts présentés dans le rapport final du lot 1 du 5 janvier 2021 étaient calculés, en accord avec la CWaPE, hors immobilisation de frais généraux (surcharge).

Il est également à noter que les hypothèses retenues par les GRD pour les durées moyennes de placement des compteurs (hors cas difficiles) sont toujours beaucoup plus élevées que les temps effectifs moyens rencontrés dans les autres pays européens (France, Luxembourg, Espagne, Italie et Scandinavie : entre 50 minutes et 1 heure pour l'électricité, environ 1 heure pour le gaz, temps de trajet inclus) et que les durées de placement retenues par Fluvius et le régulateur flamand, qui sont d'1 heure par point de comptage, pour l'électricité et pour le gaz, en cohérence avec le retour d'expérience international. Ces durées plus élevées sont dues pour une part à des éléments objectifs, comme le choix de remplacer systématiquement le coffret ou l'utilisation de matériel spécifique, et pour une part au manque de retour d'expérience du terrain pour AIEG, AIESH ou REW, ce qui induit une approche très conservatrice de la part de tous les GRD. En accord avec la CWaPE, Schwartz and Co a retenu des hypothèses relatives au placement de compteurs communes à l'ensemble des GRD pour le scénario de référence actualisé. La durée moyenne de placement, déplacement inclus, hors zone blanche d'un compteur d'électricité est de 1,5 heure en 2024 et diminue progressivement à 1 heure en 2028, elle tient compte de l'amélioration de l'efficacité possible pour chaque GRD sur la période 2024 – 2028 (ceci est modélisé en pratique par une durée moyenne de placement constante sur la période 2024-2028 égale à 1,25 heure). Nous ajoutons 15 minutes de tâche administrative pour chaque placement et 15 minutes supplémentaires pour les placements effectués en zone blanche.

En outre, les pertes techniques et non techniques représentent un poste de coûts non contrôlables. Les bénéfices liés aux pertes techniques et non techniques ne sont donc pas pris en compte dans le calcul des coûts additionnels actualisés pour les projets de déploiement de compteurs intelligents, en accord avec la CWaPE. Les coûts liés aux plateformes Atrias et de prépaiement ont aussi été retirés du calcul des coûts additionnels actualisés suite à décision de la CWaPE.

Il convient de préciser que Schwartz & Co a révisé certaines hypothèses des business cases actualisés fournis par les GRD pour établir les scénarios de référence Schwartz and Co actualisés. Les principaux ajustements sont explicités dans la section 0 pour AIEG, AIESH et REW, la section 0 pour ORES et la section 0 pour RESA.



### **3.3.1.4.3. Calcul des coûts additionnels pour les GRD AIEG, AIESH et REW**

Les coûts additionnels actualisés relatifs au projet commun de déploiement des compteurs intelligents d'électricité de l'AIEG, AIESH et REW ont été évalués sur la base du business case actualisé AREWAL communiqué le 24 décembre 2021.

Ces coûts additionnels ont été évalués dans le cadre de 2 scénarios :

- scénario GRD : ce scénario correspond aux hypothèses fournies dans le business case AREWAL actualisé du 24 décembre 2021 et dans les réponses au questionnaire complémentaire du 15 février 2022 ;
- scénario de référence actualisé : ce scénario correspond à des hypothèses ajustées par Schwartz and Co au niveau des coûts des compteurs, du matériel associé et du placement, du CAPEX SI et des OPEX, pour tenir compte des retours d'expérience de projets similaires menés en Belgique et à l'international.

La trajectoire de pose de compteurs intelligents est identique dans les 2 scénarios (voir tableau suivant) et a été fournie par les GRD.

Tableau 74. Trajectoire de pose de compteurs intelligents d'électricité sur 2024-2028 –  
AIEG+AIESH+REW

**CONFIDENTIEL**

Les hypothèses clés du scénario de référence sont les suivantes :

**CONFIDENTIEL**

Sur cette base les CNC additionnelles totales calculées sur la période 2024-2028 sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 75. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 pour le comptage intelligent -  
AIEG+AIESH+REW (en € 2024)

**CONFIDENTIEL**

Les OPEX additionnelles susmentionnées sont nettes des bénéfices estimés par les 3 GRD.



#### **3.3.1.4.4. Calcul des coûts additionnels pour ORES**

Les coûts additionnels actualisés relatifs au projet de déploiement des compteurs intelligents d'électricité d'ORES ont été évalués sur la base du business case actualisé ORES communiqué le 20 décembre 2021.

Les coûts additionnels ont été évalués dans le cadre de 2 scénarios :

- scénario initial : ce scénario correspond aux hypothèses fournies dans le business case ORES actualisé du 20 décembre 2021 et dans les réponses au questionnaire complémentaire du 16 février 2022 ;
- scénario de référence actualisé : ce scénario correspond à des hypothèses ajustées par Schwartz and Co au niveau des coûts des compteurs, du matériel associé, du placement des compteurs, de l'étendue de la zone blanche et des OPEX, pour tenir compte du retour d'expérience internationale et nationale.

Dans la trajectoire de pose de compteurs intelligents d'électricité du business case actualisé, ORES a pris en compte une évolution du décret du 12 avril 2021 actuellement en vigueur, selon un avant-projet en cours de discussion. La CWaPE a confirmé que l'application du décret actuel doit être retenue dans le calcul des coûts additionnels, c'est pourquoi les placements de compteurs intelligents pour le segment des UPD avec une puissance électrique nette développable < 5 kWe ne sont pas pris en compte dans le scénario de référence Schwartz and Co actualisé.

Tableau 76. Trajectoire de pose de compteurs intelligents d'électricité sur 2024-2028 – ORES

**CONFIDENTIEL**

Les hypothèses clés du scénario de référence sont les suivantes :

**CONFIDENTIEL**

Sur cette base les CNC additionnelles totales calculées sur la période 2024-2028 sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 77. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 pour le comptage intelligent d'électricité - ORES (en € 2024)

**CONFIDENTIEL**

Les OPEX additionnelles susmentionnées sont nettes des bénéfices estimés par ORES pour les années 2024-2028.



### **3.3.1.4.5. Calcul des coûts additionnels pour RESA**

Les coûts additionnels actualisés relatifs au projet de déploiement des compteurs intelligents d'électricité de RESA ont été évalués sur la base du dernier business case couvrant la période 2024-2028.

Ces coûts additionnels ont été évalués dans le cadre de 2 scénarios :

- scénario initial : ce scénario correspond aux hypothèses fournies dans le business case RESA actualisé du 20 décembre 2021 et dans les réponses au questionnaire complémentaire du 15 février 2022 ;
- scénario de référence : ce scénario correspond à des hypothèses ajustées par Schwartz and Co au niveau des coûts des compteurs, du matériel associé, du placement, et de l'étendue de la zone blanche, pour tenir compte du retour d'expérience internationale et nationale.

La trajectoire de pose de compteurs intelligents est identique dans les 2 scénarios et a été fournie par RESA.

Tableau 78. Trajectoire de pose de compteurs intelligents d'électricité sur 2024-2028 – RESA

**CONFIDENTIEL**

Les hypothèses clés du scénario de référence sont les suivantes :

**CONFIDENTIEL**

Sur cette base les CNC additionnelles totales calculées sur la période 2024-2028 sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 79. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 pour le comptage intelligent d'électricité - RESA (en €<sub>2024</sub>)

**CONFIDENTIEL**

Les OPEX additionnelles susmentionnées sont nettes des bénéfiques (gains d'OPEX) estimés par RESA dans son business case.



### 3.3.1.5. Smart grid

Les dépenses relatives au smart grid se décomposent en :

- d'une part des investissements dans du hardware pour rendre les cabines réseaux plus automatisées et intelligentes ;
- d'autre part des investissements dans des logiciels smart grid.

Certains GRD prévoient de poursuivre l'automatisation des cabines à un rythme calé sur l'historique, et ne prévoient aucun investissement dans des logiciels smart grid. Ces GRD considèrent en effet que des investissements dans de nouveaux logiciels smart grid ne sont pas requis, le comptage intelligent étant le nouvel outil clé à exploiter pour le smart grid.

Un GRD prévoit un programme de « smartisation » de ses cabines en sus de ses investissements business as usual dans ce domaine.

**PASSAGE CONFIDENTIEL**

Un autre GRD n'a pas quantifié d'investissements additionnels pour la smartisation des cabines, mais prévoit des investissements additionnels pour l'implémentation d'applications smart grid.

**PASSAGE CONFIDENTIEL**

En accord avec la CWaPE, nous n'avons retenu aucun de ces investissements comme des coûts additionnels pour le calcul du FEC. En effet dans le domaine du smart grid, c'est au GRD de prendre la décision de réaliser de tels investissements sur son budget business as usual dans la mesure où le calcul de rentabilité interne du GRD relatif à ces investissements est positif et viendrait donc réduire au moins d'autant les investissements dans le réseau déjà budgétés par ailleurs. A l'inverse, nous aurions pu prendre l'hypothèse que plus un GRD investit dans des outils de smart grid, plus ces investissements seraient de nature à diminuer le FEC. L'approche neutre a été adoptée dans le présent rapport par prudence.

### 3.3.1.6. Autres

#### 3.3.1.6.1. Autres systèmes IT

**PASSAGE CONFIDENTIEL**

Nous n'avons pas intégré ces coûts additionnels dans le calcul du FEC, notamment parce que certains GRD disposent de marges de manœuvre importantes pour financer de tels coûts. En effet, en considérant l'hypothèse que les CNC budgétées 2024 seront basées sur les CNC réelles des premières années de la période réglementaire 2019-2023 et le fait que les amortissements des logiciels sont passés de 5 ans à 10 ans, entre la période pré 2019 et la période de régulation en cours, cela



signifie que les coûts réels utilisés comme base de calcul des CNC budgétées 2024 intégreront des amortissements des systèmes IT immobilisés avant 2019, donc amortis sur 5 ans, qui disparaissant à partir de 2024, libéreront une capacité d'investissement IT et de charges d'exploitation associées pour la période 2024-2028.

## PASSAGE CONFIDENTIEL

### 3.3.1.6.2. Autres inducteurs exogènes de coûts additionnels

Les GRD ont fourni en réponse au questionnaire N°1 une liste d'inducteurs exogènes de coûts additionnels potentiels sur 2024-2028. Etant donné le caractère très incertain et non chiffré de ces inducteurs, nous n'avons retenu à ce stade aucun d'entre eux pour le calcul des coûts additionnels et du FEC.

## 3.3.2. Évaluation du facteur d'évolution des coûts pour l'électricité

### 3.3.2.1. Facteurs d'évolution global

La détermination du facteur d'évolution des coûts résulte du calcul d'une trajectoire de l'enveloppe totale des CNC sur 2024-2028. Cette trajectoire est calculée par l'ajout de CNC additionnelles sur 2024-2028 à une base de CNC budgétaires calculée pour l'année 2024, hors coûts additionnels 2024, dénommée  $CNC_{BAU}(2024,i)$  pour chaque GRD  $i$ , qui a été décrite au paragraphe 3.1. Pour rappel, la CWaPE a calculé cette base de coût pour chaque GRD à partir des CNC réelles des années 2019 et 2020 et des CPS(2023) selon une méthodologie détaillée par ailleurs par la CWaPE dans sa documentation de la méthodologie tarifaire 2024-2028.

Tableau 80. Bases de coûts  $CNC_{BAU}(2024,i)$  utilisées pour le calcul des FEC électricité (FEC global et FEC individuels)

GRD $i$	$CNC_{BAU}(2024,i)$ en € <sub>2024</sub>
AIEG	5 487 793 €
AIESH	7 441 567 €
ORES	348 298 684 €
RESA	108 873 432 €
REW	6 496 813 €
<b>TOTAL</b>	<b>476 598 289</b>

Source : CWaPE

La trajectoire de l'enveloppe totale estimée des CNC pour les 5 GRD sur la période 2024-2028 est calculée en ajoutant à la base de CNC 2024, les CNC additionnelles relatives à l'extension du réseau, à l'évolution de la pointe et au smart metering, dont le calcul a été détaillé précédemment.



La variation de l'enveloppe totale estimée des CNC de chaque année N par rapport à l'année N-1, N variant de 2025 à 2028, qui est égale à  $[\text{CNC}(N)/\text{CNC}(N-1)-1]*100\%$ , nous donne la trajectoire du FEC électricité annuel, noté  $\text{FEC}_E(N)$ .

Dans le but d'obtenir un facteur d'évolution des coûts électricité ( $\text{FEC}_E$ ) constant sur la période 2024-2028, cette trajectoire est lissée en conservant une enveloppe globale sur la période identique.

Pour cela, la formule suivante est utilisée :

$$\sum_{N=2024}^{2028} ETECNc(N) = \sum_{N=2024}^{2028} ETECNc(2024)(1 + \text{FEC}_E)^{(N-2024)}$$

Avec :

$ETECNc(N)$  : l'enveloppe totale estimée des CNC électricité en année N

$ETECNc(2024)(1 + \text{FEC}_E)^{(N-2024)}$  : l'enveloppe totale estimée lissée des CNC électricité en année N

Dans le cadre des scénarios de référence S&Co (évolution de la pointe et smart metering), le  $\text{FEC}_E$  lissé est évalué à +0,385 %, et il passe à +0,411 % en considérant le scénario haut S&Co pour la pointe (voir les 2 tableaux suivant).

Tableau 81. Calcul du  $\text{FEC}_E$  – Scénarios de référence S&Co (pointe et smart metering)

Wallonie - $\text{FEC}_E$	2024	2025	2026	2027	2028
Extension du réseau [€ <sub>2024</sub> ]	1 536 154	2 942 994	4 719 633	6 140 024	7 574 461
Évolution de la pointe [€ <sub>2024</sub> ]	442 857	529 747	782 705	872 773	988 592
Smart metering [€ <sub>2024</sub> ]	6 197 195	5 690 261	6 430 966	7 016 431	7 772 675
<b>Total des CNC additionnelles [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>8 176 206</b>	<b>9 163 003</b>	<b>11 933 304</b>	<b>14 029 228</b>	<b>16 335 729</b>
<b>Enveloppe totale estimée des CNC [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>484 774 495</b>	<b>485 761 292</b>	<b>488 531 593</b>	<b>490 627 518</b>	<b>492 934 019</b>
Évolution ( $\text{FEC}_E(N)$ )		+0,204%	+0,570%	+0,429%	+0,470%
<b>Enveloppe totale estimée LISSEE des CNC [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>484 774 495</b>	<b>486 642 924</b>	<b>488 518 554</b>	<b>490 401 414</b>	<b>492 291 530</b>
<b><math>\text{FEC}_E</math></b>					<b>+ 0,385%</b>

Tableau 82. Calcul du  $\text{FEC}_E$  – Scénario haut S&Co pointe et Scénario de référence S&Co smart metering

Wallonie - $\text{FEC}_E$	2024	2025	2026	2027	2028
Extension du réseau [€ <sub>2024</sub> ]	1 536 154	2 942 994	4 719 633	6 140 024	7 574 461
Évolution de la pointe [€ <sub>2024</sub> ]	910 579	1 089 134	1 546 800	1 732 717	1 939 284
Smart metering [€ <sub>2024</sub> ]	6 197 195	5 690 261	6 430 966	7 016 431	7 772 675
<b>Total des CNC additionnelles [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>8 643 928</b>	<b>9 722 390</b>	<b>12 697 399</b>	<b>14 889 172</b>	<b>17 286 421</b>



<b>Enveloppe totale estimée des CNC [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>485 242 217</b>	<b>486 320 679</b>	<b>489 295 689</b>	<b>491 487 462</b>	<b>493 884 711</b>
<i>Évolution (FEC<sub>E(N)</sub>)</i>		+0,222%	+0,612%	+0,448%	+0,488%
<b>Enveloppe totale estimée LISSEE des CNC [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>485 242 217</b>	<b>487 235 976</b>	<b>489 237 926</b>	<b>491 248 102</b>	<b>493 266 537</b>
<b>FEC<sub>E</sub></b>					<b>+ 0,411%</b>

À des fins d'analyse de sensibilité, nous avons également évalué le FEC<sub>E</sub> dans le cas du scénario initial pour le smart metering et du scénario de référence ORES/RESA pour l'évolution de la pointe, qui est égal à +0,647 %.

Tableau 83. Calcul du FEC<sub>E</sub> – Scénario de référence ORES/RESA pour l'évolution de la pointe et Scénario initial smart metering

<b>Wallonie - FEC<sub>E</sub></b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
Extension du réseau [€ <sub>2024</sub> ]	1 536 154	2 942 994	4 719 633	6 140 024	7 574 461
Évolution de la pointe [€ <sub>2024</sub> ]	852 174	1 026 733	1 619 542	1 832 017	2 042 948
Smart metering [€ <sub>2024</sub> ]	7 038 410	7 650 330	9 453 728	11 204 938	13 173 118
<b>Total des CNC additionnelles [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>9 426 738</b>	<b>11 620 057</b>	<b>15 792 903</b>	<b>19 176 980</b>	<b>22 790 528</b>
<b>Enveloppe totale estimée des CNC [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>486 025 028</b>	<b>488 218 347</b>	<b>492 391 193</b>	<b>495 775 269</b>	<b>499 388 817</b>
<i>Évolution</i>		+0,451%	+0,855%	+0,687%	+0,729%
<b>Enveloppe totale estimée LISSEE des CNC [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>486 025 028</b>	<b>489 171 937</b>	<b>492 339 223</b>	<b>495 527 016</b>	<b>498 735 449</b>
<b>FEC<sub>E</sub></b>					<b>+ 0,647%</b>

### 3.3.2.2. Facteurs d'évolution des coûts individuels

Nous avons également calculé les facteurs d'évolution des coûts électricité individuels pour chacun des 5 GRD, notés FEC<sub>E,i</sub> désignant le GRD considéré, à des fins de comparaison avec le facteur d'évolution des coûts électricité global, FEC<sub>E</sub>. Le facteur d'évolution des coûts individuel est calculé selon la même méthode que le facteur global, en remplaçant l'enveloppe de CNC totale pour les 5 GRD sur 2024-2028, par l'enveloppe de CNC totale par GRD sur 2024-2028. Ce calcul a été réalisé pour les scénarios S&Co pour le smart metering et la pointe, d'une part, et pour la combinaison du scénario initial smart metering et du scénario de référence ORES/RESA pour la pointe, d'autre part (voir les 3 tableaux suivants).

Nous constatons que dans les 3 cas, AIEG, RESA et REW ont des FEC individuels supérieurs au FEC global, tandis qu'AIESH et ORES ont des FEC individuels inférieurs au FEC global, ce qui signifie que dans le cadre d'un mécanisme basé sur le FEC global, les premiers verraient leurs coûts sous-couverts par le revenu autorisé tandis que les seconds verraient leurs coûts sur-couverts par celui-ci. Il s'agit d'un phénomène inhérent au principe même de FEC global.

Un schéma de régulation basé sur des FEC individuels nous paraît donc plus juste pour les GRD qu'un schéma basé sur un FEC global.



Tableau 84. Ecart  $FEC_E - FEC_{E,i}$  – Scénario de référence S&Co pointe et scénario de référence S&Co smart metering

		FEC	Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$
<b>FEC électricité global (<math>FEC_E</math>)</b>		<b>0,385%</b>	-
FEC électricité individuel ( $FEC_{E,i}$ )	AIEG	<b>0,554%</b>	-0,168%
	AIESH	<b>0,144%</b>	0,242%
	ORES	<b>0,261%</b>	0,124%
	RESA	<b>0,776%</b>	-0,391%
	REW	<b>0,598%</b>	-0,213%

Tableau 85. Ecart  $FEC_E - FEC_{E,i}$  - Scénario haut S&Co pointe et scénario de référence S&Co smart metering

		FEC	Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$
<b>FEC électricité global (<math>FEC_E</math>)</b>		<b>0,411%</b>	-
FEC électricité individuel ( $FEC_{E,i}$ )	AIEG	<b>0,554%</b>	-0,143%
	AIESH	<b>0,144%</b>	0,267%
	ORES	<b>0,286%</b>	0,125%
	RESA	<b>0,809%</b>	-0,398%
	REW	<b>0,598%</b>	-0,187%

Tableau 86. Ecart  $FEC_E - FEC_{E,i}$  - Scénario ORES/RESA pour l'évolution de la pointe et scénario initial smart metering

		FEC	Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$
<b>FEC électricité global (<math>FEC_E</math>)</b>		<b>0,647%</b>	-
FEC électricité individuel ( $FEC_{E,i}$ )	AIEG	<b>0,717%</b>	-0,069%
	AIESH	<b>0,269%</b>	0,378%
	ORES	<b>0,517%</b>	0,131%
	RESA	<b>1,081%</b>	-0,433%
	REW	<b>0,740%</b>	-0,093%

### 3.3.2.1. Sensibilité du FEC

Une analyse de la sensibilité a été menée par Schwartz and Co afin de mettre en évidence les différents paramètres qui influencent le plus le FEC dans le cadre du scénario de référence S&Co (pointe et smart metering). Les paramètres étudiés, ainsi que l'hypothèse de variation (*fourchette entre la valeur « Min » et la valeur « Max »*) qui leur a été attribuée sont décrits dans le tableau suivant.

Tableau 87. Paramètres étudiés dans l'analyse de sensibilité

Paramètres	Hypothèses de variation des paramètres		
	Min	Base	Max



Smart metering – Nombre de compteurs intelligents déployés (hors CAB et compteurs remplacés pour cause de métrologie)	-10%	0%	10%
Nombre de pompes à chaleur en 2028	-20%	0%	20%
Nombre de véhicules électriques en 2028	-20%	0%	20%
Longueurs des câbles BT et MT en extension (L1)	-10%	0%	10%
Pointe - Scénarios envisagés	Scénario de référence S&Co		Scénario haut S&Co
Smart metering - Scénarios envisagés	Scénario de référence S&Co		Scénario initial

Plus particulièrement pour les pompes à chaleur ainsi que pour les véhicules électriques, l'impact sur le FEC d'une augmentation/diminution de leur nombre (+20% ; -20%) sur la pointe de charge BT des réseaux des GRD a été calculé par Schwartz and Co. Les tableaux ci-dessous détaillent pour ces deux paramètres l'impact observé sur la pointe.

Tableau 88. Analyse de sensibilité au nombre de VE en 2028

Variation nombre de VE en Wallonie en 2028 vs scénario réf S&Co	Pointe de charge BT [MW]		Var. 24/28
	2024	2028	%
20%	1853,1	1967,6	6,2%
10%	1853,1	1956,7	5,6%
0%	1853,1	1945,8	5,0%
-10%	1853,1	1934,9	4,4%
-20%	1853,1	1924,1	3,8%

Tableau 89. Analyse de sensibilité au nombre de PAC en 2028

Variation nombre de VE en Wallonie en 2028 vs scénario réf S&Co	Pointe de charge BT [MW]		Var. 24/28
	2024	2028	%
20%	1853,1	1959,6	5,7%
10%	1853,1	1952,7	5,4%
0%	1853,1	1945,8	5,0%
-10%	1853,1	1938,9	4,6%
-20%	1853,1	1932,0	4,3%

L'analyse de la sensibilité du FEC établit la valeur du FEC pour chaque paramètre variant entre sa valeur « Min » et sa valeur « Max », les autres paramètres restant fixés sur leur valeur de base. Ces valeurs sont données dans le tableau suivant.

Tableau 90. Évolution du FEC selon la variation des paramètres sélectionnés

Sensibilité du FEC aux paramètres du modèle [%]	Min	Base	Max
Smart metering – Nombre de compteurs intelligents déployés	0,365%	0,385%	0,405%
Nombre de PAC en 2028	0,381%	0,385%	0,389%
Nombre de VE en 2028	0,378%	0,385%	0,391%
Longueur câbles en extension	0,362%	0,385%	0,409%



Pointe – Scénario haut S&Co	0,385%	0,385%	0,411%
Smart metering - Scénarios initial	0,385%	0,385%	0,613%

On constate donc que c'est le scénario smart metering qui a le plus d'influence sur le FEC, suivi de la pointe de charge du réseau BT, mais la variation du FEC est malgré tout assez faible.



### 3.4. Gaz

#### 3.4.1. Évaluation des coûts additionnels

##### 3.4.1.1. Vue d'ensemble

Sur la base des analyses menées au cours de la phase 1, les coûts additionnels pris en compte dans le calcul du FEC gaz concernent les inducteurs de coûts suivants :

- l'extension du réseau ;
- le smart metering.

Comme pour l'électricité, les CNC additionnelles correspondantes par GRD ont été calculées pour 2 scénarios de chiffrage du smart metering (scénario initial et scénario de référence S&Co).

Dans le cadre du scénario de référence S&Co pour le smart metering, les CNC additionnelles totales varient de 3,2 M€ en 2024 à 8,4 M€ en 2028 (voir tableau suivant).

Tableau 91. Synthèse des CNC additionnelles pour le gaz - Scénarios de référence S&Co smart metering

Wallonie – CNC additionnelles [€ <sub>2024</sub> ]	2024	2025	2026	2027	2028
<b>ORES - CNC additionnelles</b>	<b>2 482 934</b>	<b>2 574 310</b>	<b>3 528 097</b>	<b>4 588 284</b>	<b>5 631 699</b>
ORES - Extension du réseau	1 393 052	2 779 174	4 106 971	5 420 674	6 706 590
ORES - Smart metering	1 089 881	-204 863	-578 875	-832 390	-1 074 891
<b>RESA - CNC additionnelles</b>	<b>739 875</b>	<b>1 294 351</b>	<b>1 835 001</b>	<b>2 326 439</b>	<b>2 804 363</b>
RESA - Extension du réseau	771 242	1 545 908	2 261 746	2 910 582	3 526 721
RESA - Smart metering	-31 367	-251 557	-426 745	-584 144	-722 359
<b>TOTAL des CNC additionnelles –</b>	<b>3 222 808</b>	<b>3 868 662</b>	<b>5 363 098</b>	<b>6 914 722</b>	<b>8 436 062</b>

Dans le cadre du scénario initial pour le smart metering, les CNC additionnelles totales varient de 3,3 M€ en 2024 à 8,7 M€ en 2028 (voir tableau suivant).

Tableau 92. Synthèse des CNC additionnelles pour le gaz - Scénarios initial smart metering

Wallonie – CNC additionnelles [€ <sub>2024</sub> ]	2024	2025	2026	2027	2028
<b>ORES - CNC additionnelles</b>	<b>2 551 380</b>	<b>2 671 903</b>	<b>3 610 074</b>	<b>4 676 702</b>	<b>5 725 817</b>
ORES - Extension du réseau	1 393 052	2 779 174	4 106 971	5 420 674	6 706 590
ORES - Smart metering	1 158 328	-107 271	-496 897	-743 972	-980 773
<b>RESA - CNC additionnelles</b>	<b>772 598</b>	<b>1 355 488</b>	<b>1 923 510</b>	<b>2 441 302</b>	<b>2 944 600</b>
RESA - Extension du réseau	771 242	1 545 908	2 261 746	2 910 582	3 526 721
RESA - Smart metering	1 356	-190 420	-338 236	-469 280	-582 121
<b>TOTAL des CNC additionnelles –</b>	<b>3 323 978</b>	<b>4 027 391</b>	<b>5 533 584</b>	<b>7 118 004</b>	<b>8 670 417</b>

##### 3.4.1.2. Extension du réseau

###### 3.4.1.2.1. Synthèse des CNC additionnelles



Le tableau ci-dessous représente le total des CNC additionnelles relatives à l'extension du réseau des GRD gaz ORES et RESA pour les années 2024 à 2028. Les coûts sont exprimés en €<sub>2024</sub>. Elles sont obtenues par le produit entre des données de volumes et des coûts unitaires. Les calculs sont détaillés dans les parties 3.4.1.2.2 et 3.4.1.2.3 spécifiquement dédiées à RESA et ORES.

Tableau 93. CNC additionnelles relatives à l'extension du réseau des GRD gaz

Wallonie – CNC additionnelles extension réseau		2024	2025	2026	2027	2028
ORES	Amortissements additionnels [€ <sub>2024</sub> ]	1 119 600,18	1 113 560,78	1 073 092,50	1 062 754,07	1 044 190,97
	OPEX additionnelles [€ <sub>2024</sub> ]	273 451,96	272 560,80	254 704,86	250 948,99	241 725,02
	<b>CNC additionnelles annuelles [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>1 393 052,14</b>	<b>1 386 121,58</b>	<b>1 327 797,36</b>	<b>1 313 703,06</b>	<b>1 285 915,99</b>
	<b>CNI additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>1 393 052,14</b>	<b>2 779 173,71</b>	<b>4 106 971,07</b>	<b>5 420 674,13</b>	<b>6 706 590,12</b>
RESA	Amortissements additionnels [€ <sub>2024</sub> ]	498 981,06	507 388,90	513 849,43	517 327,11	495 675,90
	OPEX additionnelles [€ <sub>2024</sub> ]	272 260,84	267 277,16	201 989,00	131 508,84	120 463,00
	<b>CNC additionnelles annuelles [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>771 241,91</b>	<b>774 666,06</b>	<b>715 838,43</b>	<b>648 835,95</b>	<b>616 138,91</b>
	<b>CNI additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>771 241,91</b>	<b>1 545 907,97</b>	<b>2 261 746,40</b>	<b>2 910 582,35</b>	<b>3 526 721,25</b>
<b>CNC additionnelles annuelles [€<sub>2024</sub>]</b>		<b>2 164 294,04</b>	<b>2 160 787,64</b>	<b>2 043 635,79</b>	<b>1 962 539,01</b>	<b>1 902 054,90</b>
<b>CNI additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 [€<sub>2024</sub>]</b>		<b>2 164 294,04</b>	<b>4 325 081,68</b>	<b>6 368 717,46</b>	<b>8 331 256,48</b>	<b>10 233 311,38</b>

L'évolution annuelle de l'indice santé sur 2017-2024 utilisée pour le calcul des coûts unitaires en €<sub>2019</sub> puis le calcul des coûts additionnels en €<sub>2024</sub> est identique à celle utilisée pour l'électricité (cf. Tableau 17 et Tableau 23). Il en résulte un facteur de conversion des €<sub>2019</sub> en €<sub>2024</sub> égal à 8,677%.

### 3.4.1.2.2. RESA – Détail du calcul des CNC additionnelles d'extension du réseau Gaz

#### Coûts unitaires utilisés et sources

Le tableau suivant décrit les coûts unitaires utilisés dans le but d'évaluer les CNC additionnelles de RESA. Les sources de données ainsi que les hypothèses prises pour établir ces coûts unitaires y sont détaillées.

Tableau 94. Coûts unitaires utilisés Gaz - RESA

<b>CONFIDENTIEL</b>
---------------------



### ***CNC additionnelles relatives aux branchements***

Les hypothèses suivantes ont été retenues par Schwartz and Co afin de réaliser ces calculs :

- 85% des nouveaux branchements BP sont considérés comme bénéficiant de la gratuité, ce qui correspond à la moyenne 2017-2019 (Cf. e-mail de RESA du 04/12/20).
- La totalité des branchements MP est en revanche considérée comme financée par les tarifs non-périodiques.
- Les quantités de nouveaux branchements BP et MP sont directement issues de la réponse de RESA à la question Q1 du questionnaire N°1.
- Des CNC additionnelles ont été retenus par Schwartz and Co concernant la campagne de promotion intitulée « Promogaz ». Le détail des calculs est présenté ci-dessous :

Tableau 95. Hypothèses Promogaz - RESA

**CONFIDENTIEL**

Le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées aux nouveaux branchements.

Tableau 96. CNC additionnelles branchements gaz - RESA

**CONFIDENTIEL**

### ***CNC additionnelles relatives aux conduites***

Les longueurs additionnelles de conduites de gaz sont établies sur base des réponses de RESA aux questions Q1 et Q8 du questionnaire N°1. Les longueurs L0 sont directement reprises des réponses à la question Q8 et les longueurs L1 en sont les évolutions absolues.

Dans le cadre du présent rapport final actualisé, suite aux remarques de RESA ayant indiqué dans son document de demandes d'amendement du calcul du FEC de mars 2021, que les longueurs de conduites que RESA avait renseignées en tant que longueur de réseau en réponse à la question 8 du questionnaire N°1 étaient hors raccordements, les longueurs de conduites MP/BP relatives aux nouveaux raccordements renseignés par RESA dans le questionnaire N°1 ne sont plus soustraites des longueurs d'extension de conduites MP/BP (on a donc  $L2=L1$ ).

*Remarque : aucune différence n'étant disponible sur les coûts unitaires des conduites basses pressions de différents matériaux, les CNC additionnelles liées aux conduites BP ne sont pas considérées à ce niveau de granularité.*

Tableau 97. Longueurs additionnelles conduites gaz - RESA

**CONFIDENTIEL**

Sur base des données de volume présentées ci-dessus et des coûts unitaires, le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées aux nouvelles conduites.



Tableau 98. CNC additionnelles conduites gaz - RESA

**CONFIDENTIEL**

### ***CNC additionnelles relatives au comptage***

Le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées aux nouveaux compteurs. Les trajectoires de volume de nouveaux compteurs sont directement issues de la réponse de RESA à la question Q1 du questionnaire N°1.

Concernant les compteurs BP, les nouveaux compteurs à budget ne sont pas pris en compte dans la trajectoire de nouveaux compteurs.

L'investissement lié aux compteurs n'étant pas inclus par RESA dans les branchements dans sa réponse à la question Q3 du questionnaire N°1, il est pris en compte dans cette partie. Dans le cadre du traitement des demandes d'amendement de RESA fin 2021, RESA a confirmé que le compteur de gaz BP/MP n'est pas facturé au client lors de la pose d'un nouveau raccordement et que le montant de 201,07 € (2020) facturé au client pour la « pose du compteur » dans le cadre des tarifs non périodiques ne couvre que les coûts de main d'œuvre de pose. Nous avons donc intégré le fait que 100 % des coûts des nouveaux compteurs BP et MP (matériel) sont à la charge de RESA, au lieu de notre hypothèse initiale de 85%.

Par ailleurs, RESA nous ayant confirmé ne poser des compteurs à budget qu'en remplacement de compteurs classiques existants, nous avons modifié le calcul de l'augmentation annuelle du nombre de compteurs, qui prend maintenant en compte uniquement la variation absolue du nombre total de compteurs d'une année à l'autre.

Les CNC additionnelles relatives au comptage sont calculées en valorisant l'augmentation annuelle du nombre total de compteurs (et non pas le nombre total de nouveaux compteurs comme demandé par RESA, le nombre de nouveaux compteurs n'étant pas le paramètre adéquat pour calculer le FEC parce qu'il ne constitue pas l'évolution nette du nombre de compteurs).

Tableau 99. CNC additionnelles comptage gaz - RESA

**CONFIDENTIEL**

### ***CNC additionnelles relatives aux cabines***

Le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées aux nouvelles cabines, prenant en compte les coûts unitaires d'investissement révisés indiqués dans le Tableau 94. Les trajectoires de nouvelles cabines sont directement reprises de la réponse de RESA à la question Q8 du questionnaire N°1.

Par ailleurs, dans le cadre des échanges avec RESA en décembre 2021 sur les demandes d'amendements formulées par RESA, il est apparu que les cabines clients de RESA sont



intégralement financées par le tarif de location payé par les clients. Plus aucun coût additionnel n'est donc pris en compte pour les cabines clients.

Les cabines réseau sont valorisées sur la base du coût unitaire des cabines quartier.

Tableau 100. CNC additionnelles cabines Gaz - RESA

**CONFIDENTIEL**

### **3.4.1.2.3. ORES – Détail du calcul des CNC additionnelles d'extension du réseau Gaz**

#### ***Coûts unitaires utilisés et sources***

Le tableau suivant décrit les coûts unitaires utilisés dans le but d'évaluer les CNC additionnelles d'ORES. Les sources de données ainsi que les hypothèses prises pour établir ces coûts unitaires y sont détaillées.

Tableau 101. Coûts unitaires utilisés gaz - ORES

**CONFIDENTIEL**

#### ***CNC additionnelles relatives aux branchements***

Les hypothèses suivantes ont été retenues par Schwartz and Co afin de réaliser ces calculs :

- 86% des nouveaux branchements BP sont considérés comme bénéficiant de la gratuité, ce qui correspond à la moyenne 2017-2019 (*Source : Mails ORES 01/12/2020 & 02/12/2020*).
- 99% des nouveaux branchements MP sont considérés comme bénéficiant de la gratuité, ce qui correspond à la moyenne 2017-2019 (*Source : Mails ORES 01/12/2020 & 02/12/2020*).
- Les quantités de nouveaux branchements BP et MP sont directement issues de la réponse d'ORES à la question Q1 du questionnaire N°1.
- Des CNC additionnelles ont été retenus par Schwartz and Co concernant la campagne de promotion intitulée « Promogaz ». Le détail des calculs est présenté dans les tableaux suivants.

Tableau 102. Hypothèses Promogaz – ORES

**CONFIDENTIEL**



Le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées aux nouveaux branchements.

Tableau 103. CNC additionnelles branchements Gaz - ORES

**CONFIDENTIEL**

### ***CNC additionnelles relatives aux conduites***

Les longueurs additionnelles de conduites de gaz sont établies sur base des réponses d'ORES aux questions Q1 et Q8 du questionnaire N°1. Les longueurs L0 sont directement reprises des réponses à la question Q8 et les longueurs L1 en sont les évolutions absolues.

Dans le cadre du présent rapport final actualisé, suite aux remarques d'ORES ayant indiqué dans son document de demandes d'amendement du calcul du FEC de décembre 2021, que les longueurs de conduites qu'ORES avait renseignées en tant que longueur de réseau en réponse à la question 8 du questionnaire N°1 étaient hors raccordements, les longueurs de conduites MP/BP relatives aux nouveaux raccordements renseignés par ORES dans le questionnaire N°1 ne sont plus soustraites des longueurs d'extension de conduites MP/BP (on a donc  $L2=L1$ ).

Spécifiquement pour les conduites MP, la longueur de conduite L2 est subdivisée en 2 pour chaque type de matériaux utilisé : l'acier et le polyéthylène (PE). Pour effectuer la répartition, l'hypothèse retenue est que l'ensemble des raccordements est réalisé avec des conduites en PE. Ainsi, l'évolution absolue des conduites MP acier déduite de la réponse d'ORES à la question Q8 du questionnaire N°1 est reprise dans la ligne « L3A - Dont acier ». La ligne « L3PE - Dont PE » est quant à elle obtenue par différence :  $L3PE = L2 - L3A$ .

*Remarque : aucune différence n'étant disponible sur les coûts unitaires des conduites basses pressions de différents matériaux, les CNC additionnelles liées aux conduites BP ne sont pas considérées à ce niveau de granularité.*

Tableau 104. Longueurs additionnelles conduites gaz - ORES

**CONFIDENTIEL**

Sur base des données de volume présentées ci-dessus et des coûts unitaires, le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées à l'extension des conduites de gaz.

Tableau 105. CNC additionnelles conduites gaz - ORES

**CONFIDENTIEL**

### ***CNC additionnelles relatives au comptage***

Le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées aux nouveaux compteurs. Les trajectoires de volume de nouveaux compteurs sont directement issues de la réponse d'ORES à la question Q1 du questionnaire N°1.



Concernant les compteurs BP, les nouveaux compteurs à budgets ne sont pas pris en compte dans la trajectoire de nouveaux compteurs annuels. Les investissements liés au comptage ayant été valorisé avec les raccordements, ils ne sont pas traités de nouveau ici.

Par ailleurs, dans sa demande d'amendements de décembre 2021, ORES a indiqué ne poser des compteurs à budget qu'en remplacement de compteurs classiques existants. Nous avons donc modifié le calcul de l'augmentation annuelle du nombre de compteurs, qui prend maintenant en compte uniquement la variation absolue du nombre total de compteurs d'une année à l'autre.

Les CNC additionnelles relatives au comptage sont calculées en valorisant l'augmentation annuelle du nombre total de compteurs (et non pas le nombre total de nouveaux compteurs comme demandé par ORES, le nombre de nouveaux compteurs n'étant pas le paramètre adéquat pour calculer le FEC parce qu'il ne constitue pas l'évolution nette du nombre de compteurs).

Tableau 106. CNC additionnelles comptage Gaz - ORES

**CONFIDENTIEL**

### ***CNC additionnelles relatives aux cabines***

Le tableau ci-dessous détaille le calcul des CNC additionnelles liées aux nouvelles cabines en prenant en compte les coûts unitaires d'investissement révisés indiqués dans le Tableau 101. Les trajectoires de nouvelles cabines sont directement reprises de la réponse d'ORES à la question Q8 du questionnaire N°1.

Tableau 107. CNC additionnelles cabines Gaz - ORES

**CONFIDENTIEL**

### **3.4.1.3. Smart metering**

#### **3.4.1.3.1. Situation de départ**

Comme indiqué en section 3.3.1.4.2, les coûts additionnels actualisés relatifs aux projets de déploiement du comptage intelligent ont été calculés à partir des business cases actualisés couvrant la période 2024 – 2028, transmis par la CWaPE à Schwartz and Co, pour chaque GRD. Les business cases actualisés ont été fournis par RESA et par ORES en date du 20 décembre 2021.

ORES et RESA ont rejoint le nouveau marché MDC2 qui comprend le déploiement d'un nouveau HES sous la forme de prestation DaaS avec les deux fournisseurs, IBM et Landis+Gyr, ainsi que la fourniture de compteurs intelligents de gaz et d'électricité. Les compteurs intelligents de gaz communiquent avec le compteur d'électricité selon le standard Wireless M-BUS. Puis, la technologie de communication NB IoT est utilisée entre les compteurs intelligents d'électricité et le système central. Les compteurs de gaz et d'électricité fournis via ce nouveau marché seront déployés à partir de mi 2023 pour les deux GRD.



Pour rappel, les coûts liés aux plateformes Atrias et de prépaiement ont été retirés du calcul des coûts additionnels actualisés suite à décision de la CWaPE.

### **3.4.1.3.2. Calcul des coûts additionnels pour ORES**

Les coûts additionnels actualisés relatifs au projet de déploiement des compteurs intelligents de gaz d'ORES ont été évalués sur la base du business case actualisé ORES communiqué le 20 décembre 2021.

Les coûts additionnels ont été évalués dans le cadre de 2 scénarios :

- Scénario initial : ce scénario correspond aux hypothèses fournies dans le business case ORES actualisé du 20 décembre 2021 et dans les réponses au questionnaire complémentaire du 16 février 2022 ;
- Scénario de référence actualisé : ce scénario correspond à des hypothèses ajustées par Schwartz and Co au niveau des coûts des compteurs, du matériel associé, et du placement des compteurs, pour tenir compte du retour d'expérience internationale et nationale.

La trajectoire de pose de compteurs intelligents de gaz est identique dans les 2 scénarios et a été fournie par ORES.

Tableau 108. Trajectoire de pose de compteurs intelligents de gaz sur 2024-2028 – ORES

**CONFIDENTIEL**

Les hypothèses clés du scénario de référence sont les suivantes :

**CONFIDENTIEL**

Sur cette base les CNC additionnelles totales calculées sur la période 2024-2028 sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 109. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 pour le comptage intelligent de gaz - ORES (en € 2024)

**CONFIDENTIEL**

Les OPEX additionnelles susmentionnées sont nettes des bénéfices estimés par ORES pour les années 2024-2028.

### **3.4.1.3.3. Calcul des coûts additionnels pour RESA**

Les coûts additionnels actualisés relatifs au projet de déploiement des compteurs intelligents de gaz de RESA ont été évalués sur la base du business case actualisé RESA communiqué le 20 décembre 2021.



Les coûts additionnels ont été évalués dans le cadre de 2 scénarios :

- Scénario initial : ce scénario correspond aux hypothèses fournies dans le business case RESA actualisé du 20 décembre 2021 et dans les réponses au questionnaire complémentaire du 15 février 2022 ;
- Scénario de référence actualisé : ce scénario correspond à des hypothèses ajustées par Schwartz and Co au niveau des coûts des compteurs, du matériel associé, du placement des compteurs et de l'étendue de la zone blanche, pour tenir compte du retour d'expérience internationale et nationale.

La trajectoire de pose de compteurs intelligents de gaz est identique dans les 2 scénarios et a été fournie par RESA.

Tableau 110. Trajectoire de pose de compteurs intelligents de gaz sur 2024-2028 – RESA

**CONFIDENTIEL**

Les hypothèses clés du scénario de référence sont les suivantes :

**CONFIDENTIEL**

Sur cette base les CNC additionnelles totales calculées sur la période 2024-2028 sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 111. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 pour le comptage intelligent de gaz - RESA (en € 2024)

**CONFIDENTIEL**

Les OPEX additionnelles susmentionnées sont nettes des bénéfices estimés par RESA pour les années 2024-2028.

#### **3.4.1.4. Gaz porté (virtual pipe)**

Le gaz porté étant prévu uniquement par RESA, et les coûts correspondants sur la période 2024-2028 étant très incertains, nous avons pris l'hypothèse de ne pas intégrer le gaz porté au facteur d'évolution des coûts pour le gaz, et de traiter ce type de projet au cas par cas comme des dépenses spécifiques.

#### **3.4.1.5. Autres**

ORES et RESA ont fourni une liste d'inducteurs de coûts additionnels potentiels sur 2024-2028. Etant donné le caractère très incertain et non chiffré de ces inducteurs, nous ne retenons à ce stade aucun d'entre eux.



### 3.4.2. Evaluation du facteur d'évolution des coûts pour le gaz

#### 3.4.2.1. Facteur d'évolution des coûts global

De la même manière que pour l'électricité, la détermination du facteur d'évolution des coûts pour le gaz résulte du calcul d'une trajectoire de l'enveloppe totale des CNC sur 2024-2028. Cette trajectoire est calculée par l'ajout de CNC additionnelles sur 2024-2028 à une base de CNC budgétaires calculée pour l'année 2024, hors coûts additionnels 2024, dénommée  $CNC_{BAU}(2024,i)$  pour chaque GRD  $i$ , qui a été décrite au paragraphe 3.1. Pour rappel, la CWaPE a calculé cette base de coût pour chaque GRD à partir des CNC réelles des années 2019 et 2020 et des CPS(2023) selon une méthodologie détaillée par ailleurs par la CWaPE dans sa documentation de la méthodologie tarifaire 2024-2028.

Tableau 112. Bases de coûts  $CNC_{BAU}(2024,i)$  utilisées pour le calcul des FEC gaz (FEC global et FEC individuels)

GRD $i$	$CNC_{BAU}(2024,i)$ en € <sub>2024</sub>
ORES	126 483 794
RESA	55 241 426
<b>TOTAL</b>	<b>181 725 219</b>

Source : CWaPE

La trajectoire de l'enveloppe totale estimée des CNC pour les 2 GRD sur la période 2024-2028 est calculée en ajoutant à la base de CNC 2024 les CNC additionnelles relatives à l'extension du réseau, et au smart metering, dont le calcul a été détaillé précédemment

La variation de l'enveloppe totale estimée des CNC de chaque année  $N$  par rapport à l'année  $N-1$ ,  $N$  variant de 2025 à 2028, qui est égale à  $[CNC(N)/CNC(N-1)-1]*100\%$ , nous donne la trajectoire du FEC gaz annuel, noté  $FEC_G(N)$ .

Dans le but d'obtenir un facteur d'évolution des coûts gaz ( $FEC_G$ ) constant sur la période 2024-2028, cette trajectoire est lissée en conservant une enveloppe globale sur la période identique.

Pour cela, la formule suivante est utilisée :

$$\sum_{N=2024}^{2028} ETECNCg(N) = \sum_{N=2024}^{2028} ETECNCg(2024)(1 + FEC_G)^{(N-2024)}$$

Avec :

- $ETECNCg(N)$  : l'enveloppe totale estimée des CNC gaz en année  $N$
- $ETECNCg(2024)(1 + FEC_G)^{(N-2024)}$  : l'enveloppe totale estimée lissée des CNC gaz en année  $N$

Dans le cadre du scénario de référence smart metering, le  $FEC_G$  lissé est évalué à +0,628 % (voir tableau suivant).



Tableau 113. Calcul du  $FEC_G$  – Scénario de référence smart metering

Wallonie - $FEC_G$	2024	2025	2026	2027	2028
Extension du réseau [€ <sub>2024</sub> ]	2 164 294	4 325 082	6 368 717	8 331 256	10 233 311
Smart metering [€ <sub>2024</sub> ]	1 058 514	-456 420	-1 005 619	-1 416 534	-1 797 250
<b>Total des CNC additionnelles [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>3 222 808</b>	<b>3 868 662</b>	<b>5 363 098</b>	<b>6 914 722</b>	<b>8 436 062</b>
<b>Enveloppe totale estimée des CNC [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>184 948 028</b>	<b>185 593 881</b>	<b>187 088 318</b>	<b>188 639 942</b>	<b>190 161 281</b>
<i>Évolution</i>		+ 0,349%	+ 0,805%	+ 0,829%	+ 0,806%
<b>Enveloppe totale estimée LISSEE des CNC [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>184 948 028</b>	<b>186 109 838</b>	<b>187 278 946</b>	<b>188 455 398</b>	<b>189 639 240</b>
<b><math>FEC_G</math></b>	<b>+ 0,628%</b>				

Dans le cadre du scénario initial smart metering, le  $FEC_G$  lissé est évalué à +0,647 % (voir tableau suivant).

Tableau 114. Calcul du  $FEC_G$  – Scénario initial smart metering

Wallonie - $FEC_E$	2024	2025	2026	2027	2028
Extension du réseau [€ <sub>2024</sub> ]	2 164 294	4 325 082	6 368 717	8 331 256	10 233 311
Smart metering [€ <sub>2024</sub> ]	1 159 683	-297 691	-835 133	-1 213 252	-1 562 894
<b>Total des CNC additionnelles [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>3 323 978</b>	<b>4 027 391</b>	<b>5 533 584</b>	<b>7 118 004</b>	<b>8 670 417</b>
<b>Enveloppe totale estimée des CNC [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>185 049 197</b>	<b>185 752 610</b>	<b>187 258 804</b>	<b>188 843 224</b>	<b>190 395 637</b>
<i>Évolution</i>		+ 0,380%	+ 0,811%	+ 0,846%	+ 0,822%
<b>Enveloppe totale estimée LISSEE des CNC [€<sub>2024</sub>]</b>	<b>185 049 197</b>	<b>186 246 769</b>	<b>187 452 092</b>	<b>188 665 215</b>	<b>189 886 189</b>
<b><math>FEC_G</math></b>	<b>+ 0,647%</b>				

### 3.4.2.2. Facteurs d'évolution des coûts individuels

Comme pour l'électricité, nous avons calculé les facteurs d'évolution des coûts gaz individuels pour chacun des 2 GRD, notés  $FEC_{G_i}$  désignant le GRD considéré, à des fins de comparaison avec le facteur d'évolution des coûts gaz global,  $FEC_G$ . Le facteur d'évolution des coûts individuel est calculé selon la même méthode que pour l'électricité, pour le scénario de référence smart metering d'une part, et pour le scénario initial smart metering d'autre part (voir les 2 tableaux suivants).

Nous constatons que dans les 2 cas, un GRD a un FEC individuel supérieur au FEC global (RESA) et un GRD a un FEC individuel inférieur au FEC global (ORES), ce qui signifie que dans le cadre d'un mécanisme basé sur le FEC global, RESA verrait ses coûts sous-couverts par le revenu autorisé tandis qu'ORES verrait ses coûts sur-couverts par celui-ci.



Là encore, un schéma de régulation basé sur des FEC individuels nous paraît plus juste pour les GRD qu'un schéma basé sur un FEC global.

Tableau 115. Ecart  $FEC_G - FEC_{G,i}$  – Scénario de référence smart metering

		FEC	Ecart $FEC_G - FEC_{G,i}$
<b>FEC gaz global (<math>FEC_G</math>)</b>		<b>0,628%</b>	-
FEC gaz individuel ( $FEC_{G,i}$ )	ORES	<b>0,493%</b>	0,135%
	RESA	<b>0,938%</b>	-0,310%

Tableau 116. Ecart  $FEC_G - FEC_{G,i}$  - Scénario initial smart metering

		FEC	Ecart $FEC_G - FEC_{G,i}$
<b>FEC gaz global (<math>FEC_G</math>)</b>		<b>0,647%</b>	-
FEC gaz individuel ( $FEC_{G,i}$ )	ORES	<b>0,500%</b>	0,148%
	RESA	<b>0,985%</b>	-0,338%

### 3.4.2.3. Sensibilité du FEC

Une analyse de la sensibilité a été menée par Schwartz and Co dans le cadre du scénario de référence S&Co afin de mettre en évidence les différents paramètres ayant le plus d'influence sur le  $FEC_G$ . Les paramètres étudiés, ainsi que l'hypothèse de variation (*fourchette entre la valeur « Min » et la valeur « Max »*) qui leur a été attribuée sont décrits dans le tableau suivant.

Tableau 117. Paramètres étudiés dans l'analyse de sensibilité - gaz

Paramètres	Hypothèses de variation des paramètres		
	Min	Base	Max
Nombre de bénéficiaires de primes Promogaz	-10%	0	10%
Smart metering - Nombre de compteurs intelligents déployés, hors remplacement des CAB existants	10%	0	10%
Scénarios smart metering	Sc. référence S&Co	Sc. référence S&Co	Sc. initial

L'analyse de la sensibilité du  $FEC_G$  établit la valeur du  $FEC_G$  pour chaque paramètre variant entre sa valeur « Min » et sa valeur « Max », les autres paramètres restant fixés sur leur valeur de base. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 118. Évolution du  $FEC_G$  selon la variation des paramètres sélectionnés - gaz

Sensibilité du FEC aux paramètres du modèle [%]	Min	Base	Max
Nombre de bénéficiaires de primes Promogaz	0,424%	0,628%	0,831%
Nombre de compteurs intelligents déployés	0,646%	0,628%	0,611%
Scénario smart metering	0,628%	0,628%	0,647%

Le nombre de bénéficiaires de primes Promogaz est le paramètre ayant le plus d'influence sur le FEC gaz.



## **4. Avis sur l'efficacité du paysage actuel de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne**

### **Contexte et problématique**

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. Ores est né de la fusion de huit anciennes intercommunales wallonnes de distribution d'énergie (IDEG, IEH, IGH, INTEREST, INTERLUX, INTERMOSANE, SEDILEC et SIMOGEL). RESA consolide les activités historiques de gestion de réseau d'électricité d'ALE (Association Liégeoise de l'électricité) et d'ALG (Association Liégeoise du gaz). À eux seuls, ORES et RESA représentent 96,5 % des points de fourniture d'électricité et la totalité des points de fourniture de gaz. Les 3 autres GRD wallons représentent le solde des points de fourniture d'électricité (3,5 %) soit environ 64 000 clients. Dans ce contexte, des réflexions sur l'efficacité économique et opérationnelle (dans une moindre mesure) de ce paysage peuvent être menées, par exemple concernant la fusion d'un ou plusieurs GRD. L'efficacité se distingue de l'efficience. L'efficacité correspond à la capacité à atteindre un objectif, sans rapport aux ressources utilisées, alors que l'efficience est définie comme la relation entre les ressources utilisées et les résultats ou les objectifs obtenus.

Dans ce chapitre, nous menons une analyse qualitative de l'efficacité du paysage actuel de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne au regard des pratiques observées dans d'autres pays, en particulier par rapport au nombre et à la taille des GRD wallons. L'analyse est orientée sur l'efficacité du paysage global et non sur l'efficience de chaque acteur, cette dernière faisant l'objet des travaux du lot 2.

### **Principaux résultats**

Le paysage actuel de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne ne présente pas d'inefficacité manifeste tant par rapport à la taille des structures qu'au nombre d'entités la composant. Le nombre moyen d'habitants par GRD est proche de la moyenne observée sur les 4 pays voisins (Allemagne, France, Luxembourg, Pays-Bas), et 3 de ces 4 pays ont des GRD significativement plus petits que les 3 GRD wallons les plus petits. L'efficience économique n'est pas non plus directement corrélée à une grande taille, comme le montre le résultat des benchmarks du régulateur allemand, et comme le laisse entrevoir certains ratios de productivité calculés pour les 5 GRD wallons. En conséquence, une fusion pour aboutir à un GRD unique, même si elle semble permettre de dégager un gain d'optimisation initial pourrait se traduire à moyen et long terme par une efficience globale moins bonne qu'en conservant plusieurs petits acteurs, si le leader de la fusion n'était pas un acteur efficient.

Il nous paraît plus important d'améliorer l'efficience individuelle de chaque GRD, ce qui entraînerait mécaniquement une amélioration de l'efficience du paysage de la distribution de

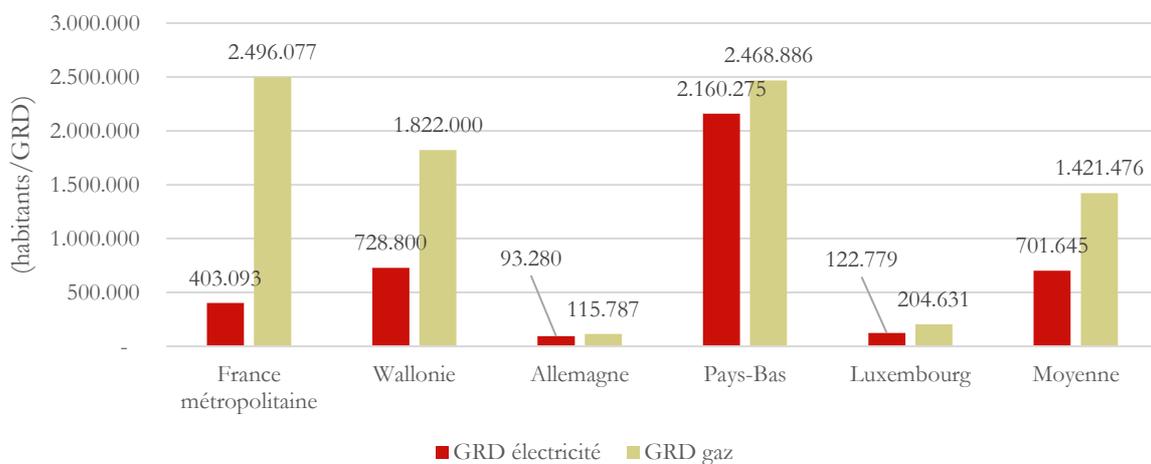


l'électricité et du gaz en Région wallonne. Par ailleurs, la mise en commun de certaines activités entre tous les GRD pourrait également améliorer l'efficacité individuelle de chaque GRD (achats groupés de matériel et de systèmes informatiques, implémentation et exploitation de systèmes informatiques communs, par exemple pour le smart metering).

### Nombre de GRD et taille des GRD en Région wallonne

En comparaison avec les pays européens voisins de la Belgique (Allemagne, France, Luxembourg, Pays-Bas), le nombre d'habitants par GRD d'électricité et de gaz en Région wallonne (728 800 habitants/GRD pour l'électricité et 1 822 000 habitants/GRD pour le gaz) est dans la moyenne des chiffres observés pour ces autres pays. En particulier, l'Allemagne et le Luxembourg sont caractérisés par un nombre d'habitants par GRD d'électricité et de gaz relativement faible (93 280 habitants/GRD pour l'électricité et 115 787 habitants/GRD pour le gaz en Allemagne et 122 779 habitants/GRD pour l'électricité et 204 631 habitants/GRD pour le gaz au Luxembourg) alors qu'à l'inverse les Pays-Bas présentent les ratios les plus importants (2 160 275 habitants/GRD pour l'électricité et 2 468 886 habitants/GRD pour le gaz).

Figure 1. Nombre d'habitants par GRD d'électricité et de gaz présente sur le territoire de la France, l'Allemagne, les Pays-Bas, le Luxembourg et la Wallonie



Source : Analyse Schwartz and Co

De plus, la taille des GRD d'électricité et de gaz présent en Wallonie ne constitue pas une exception par rapport aux situations des pays voisins, en particulier concernant les GRD de taille modeste. Pour rappel, AISEH, AIEG et REW comptent respectivement environ 21 000, 24 000 et 18 000 clients. Il existe en France, au Luxembourg et en Allemagne, des GRD d'électricité possédant un nombre de clients très inférieur à ceux observés chez les GRD wallons. En particulier, l'Allemagne compte plus de 800 GRD d'électricité, qui pour la plupart appartiennent aux services publics municipaux (« Stadtwerke ») et desservent un nombre de clients à l'échelle d'une municipalité.



Tableau 119. Exemples de GRD d'électricité de taille modeste dans d'autres pays européens

Pays	GRD	Nombre de clients
France	Hunelec	4200
France	Régie d'électricité de Sarre-Union	1750
France	UME	9000
Luxembourg	Hoffmann Frères S.à.r.l. et Cie S.e.c.s.	4086
Luxembourg	Ville de Diekirch	3990
Luxembourg	Ville d'Ettelbruck	4913

Source : Analyse Schwartz and Co, ILR

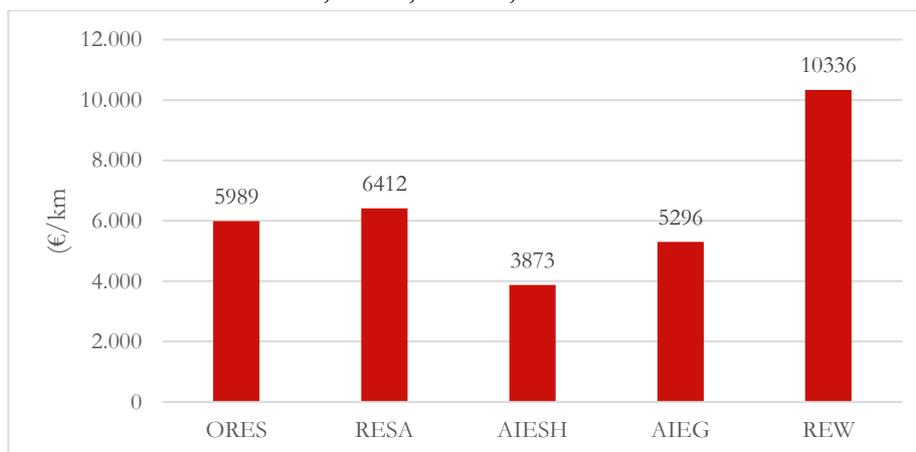
### Efficacité économique des GRD en fonction de leur taille

Un GRD de taille importante n'est pas systématiquement plus efficace qu'un GRD de taille plus modeste.

Pour la Région wallonne, à titre illustratif nous avons analysé des ratios de productivité simples pour les GRD d'électricité (charges nettes contrôlables réalisées en 2019 divisées par la longueur du réseau et le nombre de clients) qui fournissent un premier indice de la productivité d'un GRD par rapport à un autre. Nous insistons sur le fait que ces ratios sont unidimensionnels et ne peuvent être interprétés comme un calcul de l'efficacité de chaque GRD les uns par rapport aux autres, le calcul de l'efficacité de chaque GRD étant l'objet du lot 2.

AIEG a un ratio de CNC/km en 2019 égal à 5296 €/km, inférieur à ceux d'ORES et de RESA (respectivement 5989 €/km et 6412 €/km), ainsi qu'un ratio de CNC/client égal à 223 €/client, très proche de ceux d'ORES et de RESA (respectivement 219 €/client et 207 €/client), ce qui laisse présager une meilleure efficacité de l'AIEG.

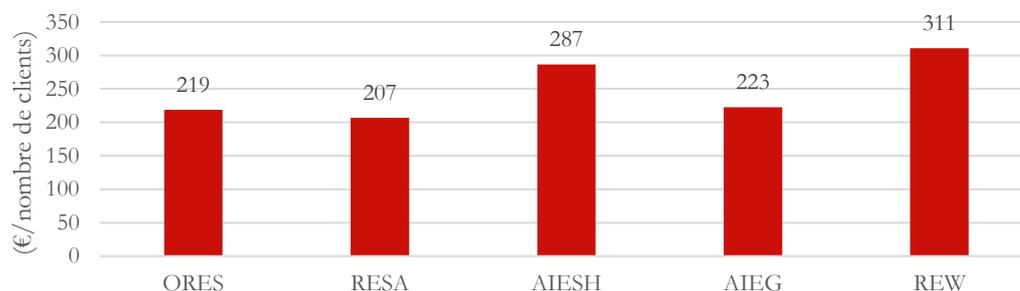
Figure 2. Ratio des charges nettes contrôlables réalisées en 2019 divisées par la longueur du réseau pour ORES, RESA, AIESH, AIEG et REW



Source : Analyse Schwartz and Co basées sur les rapports ex-post d'ORES, de RESA, de l'AIESH, de l'AIEG et de REW



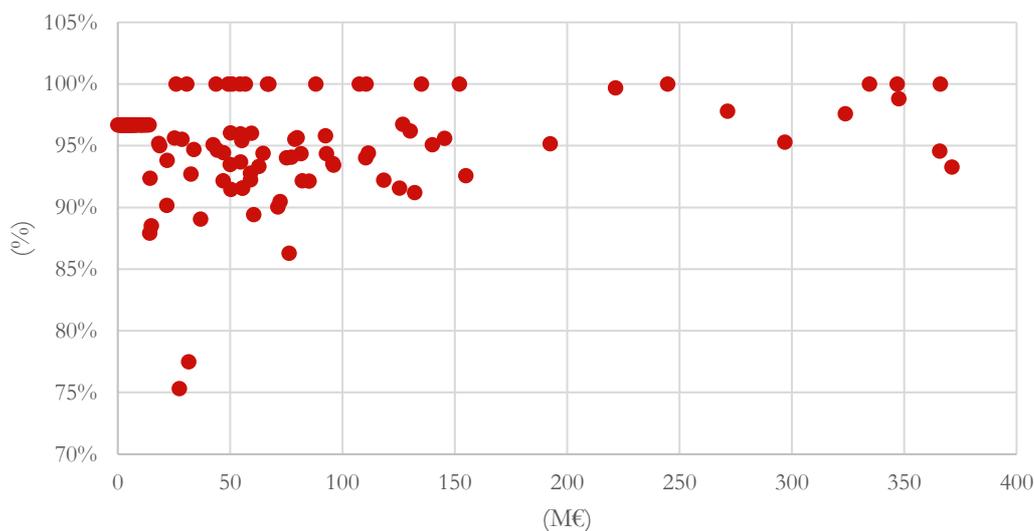
Figure 3. Ratio des charges nettes contrôlables réalisées en 2019 divisées par le nombre de clients pour ORES, RESA, AIESH, AIEG et REW



Source : Analyse Schwartz and Co basées sur les rapports ex-post d'ORES, de RESA, de l'AIESH, de l'AIEG et de REW

Par ailleurs en Allemagne, le régulateur allemand publie les résultats de la mesure d'efficacité de chaque GRD d'électricité et de gaz. Les figures suivantes présentent les résultats de la mesure d'efficacité de chaque GRD par rapport à son revenu autorisé en 2019, pour les GRD d'électricité dont le revenu autorisé en 2019 est inférieur à 400 M€ et pour les GRD de gaz dont le revenu autorisé en 2019 est inférieur à 200 M€. Dans l'ensemble, pour les GRD d'électricité et les GRD de gaz, il n'existe pas de corrélation stricte entre la taille d'un GRD et son efficacité. Certains GRD de taille importante présentent des efficacités plus faibles que certains GRD de taille plus modeste. A l'inverse, certains GRD de taille importante présentent des efficacités plus importantes que certains GRD de taille plus modeste.

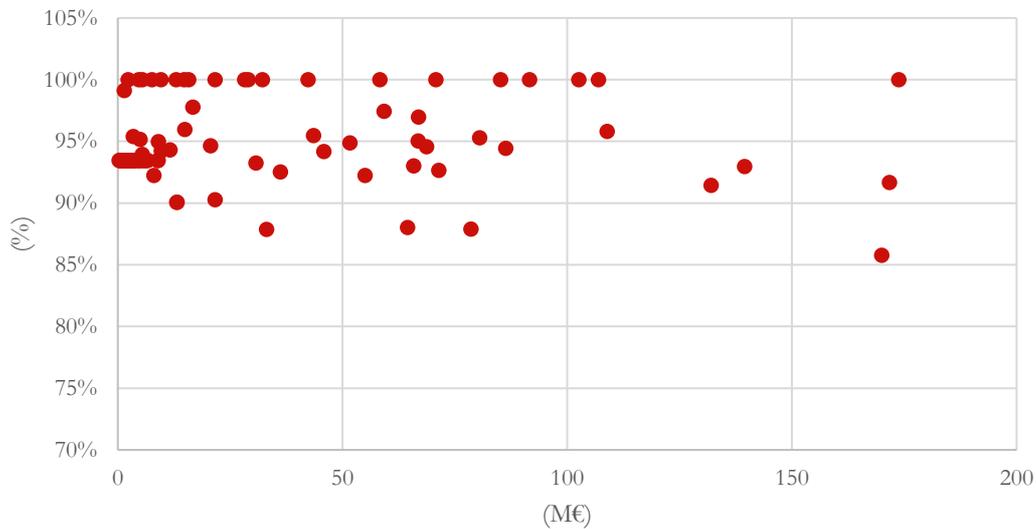
Figure 4. Efficacité des GRD allemands d'électricité par rapport à leur revenu autorisé en 2019 (pour les GRD ayant un revenu autorisé inférieur à 400 M€)



Source : Analyse Schwartz and Co basées sur la base des données de transparence publiées par la BNetzA au 1<sup>er</sup> septembre 2020 (ARegV31Tabelle\_2020\_geschwaerzt)



Figure 5. Efficacité des GRD allemands de gaz par rapport à leur revenu autorisé en 2019 (pour les GRD ayant un revenu autorisé inférieur à 200 M€)



Source : Analyse Schwartz and Co basées sur la base des données de transparence publiées par la BNetzA au 1<sup>er</sup> septembre 2020 (ARegV31Tabelle\_2020\_geschwaerzt)

On voit donc qu'une fusion de plusieurs GRD de tailles très différentes peut être contreproductive, si l'acteur fusionné le plus important est peu efficace, et qu'en tout cas une fusion ne constitue pas une garantie d'efficacité supérieure.

Enfin, le paysage de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne comprenant actuellement plusieurs GRD, cette diversité entraîne une émulation entre GRD ainsi qu'une concurrence entre eux pour les reprises de concession, qui peut être une incitation à l'optimisation des coûts et à la qualité de service. Par ailleurs, la multiplicité de GRD permet au régulateur de comparer les GRD entre eux. Dans le cas d'un GRD unique, cette concurrence n'existerait pas et la complexité de régulation induite pourrait engendrer des coûts supplémentaires pour les URD dans leur ensemble.



## 5. Annexe 1 - Méthodologie de calcul des coûts additionnels relatifs à l'extension des lignes et câbles du réseau par GRD

### 5.1. Étape 1 : calcul des longueurs d'extension de réseau et de conversion des lignes MT en câble MT

- A : type d'actifs :
  - Câbles MT
  - Câbles BT
  - Lignes MT
  - Lignes BT
- N : année pour laquelle le calcul est effectué
- $L0(A,N)$  : longueur totale de l'actif de type A au 31/12/N (*Source : réponse des GRD à la question Q15 du questionnaire n°1*)

- $L1(A,N)$  : évolution de la longueur totale de l'actif A entre le 31/12/N-1 et le 31/12/N  
 $L1(A,N) = L0(A,N) - L0(A,N-1)$
- $L2(A,N)$  : évolution de la longueur total de l'actif A entre le 31/12/N-1 et le 31/12/N hors nouveaux raccordements

Dans le cadre du présent rapport final actualisé,  $L2(A,N) = L1(A,N)$ , comme expliqué précédemment.

- $LCV(\text{lignes BT/MT},N)$  : longueur de lignes BT/MT converties en câbles BT/MT en année N :

- Pour N de 2017 à 2019 :

$$LCV(\text{lignes BT/MT},N) = \min(0 ; L2(\text{ligne BT/MT},N) - LEXTQ9Q10(\text{lignes BT/MT},N))$$

Avec  $LEXTQ9Q10(\text{lignes BT/MT},N)$  la somme des longueurs en extension des réponses aux questions Q9 et Q10 pour les lignes BT/MT

- Pour  $N > 2019$  :

$$LCV(N) = \min(0, L2(\text{lignes BT},N) - L4R(A,N))$$

Voir la définition de  $L4R(A,N)$  ci-dessous

- $L3(A,N)$  : évolution de la longueur total de l'actif A entre le 31/12/N-1 et le 31/12/N hors nouveaux raccordements, hors conversions lignes vers câbles

Pour N de 2017 à 2028 :

- $L3(\text{câbles BT/MT},N) = \max(0, L2(\text{câbles BT/MT},N) + LCV(\text{lignes BT/MT},N))$



- $L3(\text{lignes BT/MT}, N) = \max(0, L2(\text{lignes MT}, N))$
- $L4R(A, N)$  : évolution de la longueur total de l'actif A entre le 31/12/N-1 et le 31/12/N hors nouveaux raccordements, hors conversions lignes vers câbles, correspondant à des renforcements au sens des questions Q9 et Q10 du questionnaire N°1.

$L4HR(A, N)$  : évolution de la longueur total de l'actif A entre le 31/12/N-1 et le 31/12/N hors nouveaux raccordements, hors conversions lignes vers câbles, ne correspondant pas à des renforcements au sens des questions Q9 et Q10 du questionnaire.

Avec

- Pour N de 2017 à 2019 :
  - Pour les lignes BT/MT :
    - $L4R(\text{lignes BT/MT}, N) = \text{LEXTQ9Q10}(\text{lignes BT/MT}, N)$
    - $L4HR(\text{lignes BT/MT}, N) = \max(0, L3(\text{lignes BT/MT}, N) - L4R(\text{lignes BT/MT}, N))$
  - Pour les câbles BT/MT :
    - Si  $L3(\text{câbles BT/MT}, N) - \text{LEXTQ9Q10}(\text{câbles BT/MT}, N) < 0$ , alors :
      - $L4R(\text{câbles BT/MT}, N) = L3(\text{câbles BT/MT}, N)$
      - $L4HR(\text{câbles BT/MT}, N) = 0$
    - Si  $L3(\text{câbles BT/MT}, N) - \text{LEXTQ9Q10}(\text{câbles BT/MT}, N) \geq 0$ , alors :
      - $L4R(\text{câbles BT/MT}, N) = \text{LEXTQ9Q10}(\text{câbles BT/MT}, N)$
      - $L4HR(\text{câbles BT/MT}, N) = L3(\text{câbles BT/MT}, N) - L4R(\text{câbles BT/MT}, N)$

- Pour N de 2020 à 2028 :

$$L4R(A, N) = L3(A, N) * X2(A)$$

$$L4HR(A, N) = L3(A, N) * (1 - X2(A))$$

Avec  $X2(A)$  calculée de 2 manières possibles :

- **Approche de base : « X2 base » (utilisée pour le rapport intermédiaire, chaque fois que possible)**

$X2(A) = \text{SOMME}(\text{LEXTQ9Q10}(A, N)) / \text{SOMME}(\text{LEXTPA}(A, N))$  sur N de 2017 à 2018.

Avec :



LEXTPA(A,N) : longueur en extension de l'actif A pour l'année N renseignée dans le plan d'adaptation

- **Approche alternative : « X2 new », utilisée si les données des plans d'adaptation ne sont pas disponibles ou erronée (introduite en raison des problèmes de données de quantités dans les plans d'adaptation de RESA)**

$X2(A) = \text{SOMME}(\min(L4R(A,N) ; L3(A,N))) / \text{SOMME}(L3(A,N))$  sur N de 2017 à 2019.

## 5.2. Étape 2 : calcul des coûts additionnels

- CAHCV(A,N) : coûts additionnels hors conversion des lignes MT en câbles MT en €2024

$$CAHCV(A,N) = L4R(A,N) * CUR(A) + L4HR(A,N) * CUHR(A)$$

Avec

- CUR(A), le coût unitaire d'investissement net de recettes dans l'actif A en extension pour des renforcements au sens des Q9 et Q10 du questionnaire :

$$\begin{aligned} CUR(A) = & [ \\ & (1+I2018)*(1+I2019)*[(\text{investissement}(A,2017)(Q9)+\text{investissement}(A,2017)(Q10)- \\ & \text{recettes}(A,2017)(Q10))] + \\ & (1+I2019)*[(\text{investissement}(A,2018)(Q9)+\text{investissement}(A,2018)(Q10)- \\ & \text{recettes}(A,2018)(Q10))] + \\ & (\text{investissement}(A,2019)(Q9)+\text{investissement}(A,2019)(Q10)- \\ & \text{recettes}(A,2019)(Q10))] \\ & / [ \text{longueur}(A,2017)(Q9)+\text{longueur}(A,2017)(Q10)+ \\ & \text{longueur}(A,2018)(Q9)+\text{longueur}(A,2018)(Q10)+ \\ & \text{longueur}(A,2019)(Q9)+\text{longueur}(A,2019)(Q10) ] \end{aligned}$$

Avec :

- investissement brut en extension actif A en année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1 :  $\text{investissement}(A,N)(Q9)$
- investissement brut en extension actif A en année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q10 du questionnaire N°1 :  $\text{investissement}(A,N)(Q10)$
- quantité en extension actif A en année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1 :  $\text{longueur}(A,N)(Q9)$
- quantité en extension actif A en année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q10 du questionnaire N°1 :  $\text{longueur}(A,N)(Q10)$



- recettes extension actif A en année N renseignées par les GRD en réponse à la question Q10 :  $\text{recettes}(A,N)(Q10)$
- I2018/2019 : l'inflation réalisée de l'année 2018/2019 (indice santé)
- CUHR(A), le coût unitaire d'investissement dans l'actif A en extension hors renforcements au sens des Q9 et Q10 du questionnaire

$$\text{CUHR}(A) = \frac{[(1+I2018)*(1+I2019)*(\text{investissementPAEXT}(A,2017) + (1+I2019)* \text{investissementPAEXT}(A,2018))]}{[\text{longueurPAEXT}(A,2017) + \text{longueurPAEXT}(A,2018)]}$$

Avec :

- investissement brut en extension actif A en année N dans le plan d'adaptation :  $\text{investissementPAEXT}(A,N)$
- quantité en extension renseignée actif A en année N dans le plan d'adaptation :  $\text{longueurPAEXT}(A,N)$

**Alternative si aucune donnée fiable n'est disponible dans les plans d'adaptation (RESA) :** CUHR(A) est calculé comme CUR(A) hors recettes.

- CACV(lignes MT,N) : coûts additionnels de conversion des lignes MT en câbles MT en €2024

$$\text{CACV}(\text{lignes MT},N) = \text{LCV}(\text{lignes MT},N) * (\text{CUCA}-\text{CULI})$$

Avec :

- CUCA le coût unitaire de pose de câble MT en adaptation, €2024

CUCA =

$$\frac{[(1+I2018)*(1+I2019)* (\text{investissementAD}(\text{câbles MT},2017)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2017)(Q10)) + (1+I2019)* (\text{investissementAD}(\text{câbles MT},2018)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2018)(Q10)) + \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2019)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2019)(Q10)]}{[\text{longueurAD}(\text{câbles MT},2017)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2017)(Q10) + \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2018)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2018)(Q10) + \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2019)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2019)(Q10)]}$$

Avec :



- investissement câble MT en adaptation année N renseigné Q9 du questionnaire N°1 :  $\text{investissementAD}(\text{câble MT}, N)(Q9)$
  - investissement brut câble MT en adaptation année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q10 du questionnaire N°1 :  $\text{investissementAD}(\text{câble MT}, N)(Q10)$
  - longueur câble MT en adaptation année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1:  $\text{longueurAD}(A, N)(Q9)$
  - longueur câble MT en adaptation année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q10 dans le questionnaire N°1 :  $\text{longueurAD}(A, N)(Q10)$
- CULI le coût unitaire de pose de lignes MT en adaptation, €2024

CULI =

$$\frac{[(1+I_{2018}) \cdot (1+I_{2019}) \cdot (\text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2017)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2017)(Q10)) + (1+I_{2019}) \cdot (\text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2018)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2018)(Q10)) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q10)]}{[\text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2017)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2017)(Q10) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2018)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2018)(Q10) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT}, 2019)(Q10)]}$$

Avec :

- investissement ligne MT en adaptation année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1 :  $\text{investissementAD}(\text{ligne MT}, N)(Q9)$
- investissement brut ligne MT en adaptation année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q10 du questionnaire N°1 :  $\text{investissementAD}(\text{ligne MT}, N)(Q10)$
- longueur ligne MT en adaptation année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1 :  $\text{longueurAD}(A, N)(Q9)$
- longueur ligne MT en adaptation année N renseignée par les GRD en réponse à la question Q10 du questionnaire N°1 :  $\text{longueurAD}(A, N)(Q10)$