



Schwartz and Co
Strategy Consulting



CWaPE
Commission
Wallonne
pour l'Energie

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

Rapport final

26 janvier 2021

Version non confidentielle

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

Préparé par : Schwartz and Co



SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJECTIF DU DOCUMENT.....	10
2. RESULTATS CLES	12
2.1. Facteur d'évolution des coûts.....	12
2.2. Avis sur l'efficacité du paysage actuel de la distribution de l'électricité et du gaz en Région wallonne	15
3. FACTEUR D'EVOLUTION DES COUTS SUR LA PERIODE 2024-2028.....	16
3.1. Principes généraux	16
3.2. Méthodologie d'évaluation du FEC.....	19
3.3. Electricité	21
3.3.1. Évaluation des coûts additionnels	21
3.3.1.1. Vue d'ensemble	21
3.3.1.2. Extension du réseau	23
3.3.1.2.1. Trajectoires et scénario d'évolution du réseau	23
3.3.1.2.2. Coûts additionnels.....	23
3.3.1.2.3. Hypothèses utilisées	24
3.3.1.2.3.1. Volumes	24
3.3.1.2.3.2. Coûts unitaires	28
3.3.1.3. Évolution de la pointe de charge	30
3.3.1.3.1. Trajectoires et scénarios d'évolution de la pointe de charge	30
3.3.1.3.2. Développement de la mobilité électrique.....	35
3.3.1.3.3. Développement des nouveaux usages, hors mobilité électrique.....	38
3.3.1.3.4. Développement du stockage d'électricité.....	39
3.3.1.3.5. Efficacité énergétique	40
3.3.1.3.6. Développement de la production électrique décentralisée	40
3.3.1.3.7. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe – AIEG.....	41
3.3.1.3.8. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe – AIESH.....	42
3.3.1.3.9. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe – REW.....	43
3.3.1.3.10. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe - ORES.....	43
3.3.1.3.10.1. Scénarios étudiés.....	43
3.3.1.3.10.1. Investissements chiffrés par ORES et coûts unitaires associés.....	44
3.3.1.3.10.2. Investissements retenus par Schwartz and Co et calcul des CNI additionnelles	45
3.3.1.3.1. Coûts additionnels liés à l'évolution de la pointe - RESA	46
3.3.1.3.1.1. Scénarios étudiés	46
3.3.1.3.1.1. Investissements chiffrés par RESA pour chacun des 3 scénarios et coûts unitaires associés	47
3.3.1.3.1.1. Investissements retenus par Schwartz and Co et calcul des CNI additionnelles.....	48
3.3.1.4. Smart metering.....	49
3.3.1.4.1. Situation de départ.....	49
3.3.1.4.2. Calcul des coûts additionnels pour les GRD AIEG, AIESH et REW	50
3.3.1.4.1. Calcul des coûts additionnels pour ORES	51
3.3.1.4.2. Calcul des coûts additionnels pour RESA	53
3.3.1.5. Smart grid	54
3.3.1.6. Autres	54
3.3.1.6.1. Autres systèmes IT	54



3.3.1.6.2. Autres inducteurs exogènes de coûts additionnels	55
3.3.2. Évaluation du facteur d'évolution des coûts pour l'électricité	55
3.3.2.1. Facteurs d'évolution global	55
3.3.2.2. Facteurs d'évolution des coûts individuels	58
3.3.2.1. Sensibilité du FEC.....	59
3.4. Gaz	61
3.4.1. Évaluation des coûts additionnels	61
3.4.1.1. Vue d'ensemble	61
3.4.1.2. Extension du réseau	61
3.4.1.2.1. Synthèse des CNC additionnelles	61
3.4.1.2.2. RESA – Détail du calcul des CNC additionnelles d'extension du réseau Gaz.....	62
3.4.1.2.3. ORES – Détail du calcul des CNC additionnelles d'extension du réseau Gaz	64
3.4.1.3. Smart metering.....	67
3.4.1.4. Gaz porté (virtual pipe).....	67
3.4.1.5. Autres	67
3.4.2. Evaluation du facteur d'évolution des coûts pour le gaz	67
3.4.2.1. Facteur d'évolution des coûts global.....	67
3.4.2.2. Facteurs d'évolution des coûts individuels	70
3.4.2.3. Sensibilité du FEC.....	70
4. AVIS SUR L'EFFICACITE DU PAYSAGE ACTUEL DE LA DISTRIBUTION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ EN REGION WALLONNE	72
5. ANNEXE 1 - METHODOLOGIE DE CALCUL DES COUTS ADDITIONNELS RELATIFS A L'EXTENSION DES LIGNES ET CABLES DU RESEAU PAR GRD	77
5.1. Étape 1 : calcul des longueurs d'extension de réseau et de conversion des lignes MT en câble MT ..	77
5.2. Étape 2 : calcul des coûts additionnels.....	79



INDEX DES TABLEAUX

Tableau 1. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénarios de référence S&Co pointe et smart metering.....	21
Tableau 2. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénario haut S&Co pointe et scénario de référence S&Co smart metering.....	22
Tableau 3. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénario initial smart metering et Scénario ORES/RESA pour l'évolution de la pointe.....	22
Tableau 4. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024, relatives à l'extension du réseau [€ ₂₀₂₄] - Wallonie.....	24
Tableau 5. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - ORES	25
Tableau 6. Longueur moyenne des raccordements par type d'actif pour ORES	26
Tableau 7. Hypothèses de quantités additionnelles - ORES.....	26
Tableau 8. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - RESA.....	26
Tableau 9. Longueur moyenne des raccordements par type d'actif pour RESA.....	26
Tableau 10. Hypothèses de quantités additionnelles – RESA	26
Tableau 11. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - AIEG.....	26
Tableau 12. Longueur moyenne des raccordements par type d'actif pour AIEG.....	26
Tableau 13. Hypothèses de quantités additionnelles – AIEG	26
Tableau 14. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - AIESH	27
Tableau 15. Longueur moyenne des raccordements par type d'actif de l'AIESH.....	27
Tableau 16. Hypothèses de quantités additionnelles – AIESH.....	27
Tableau 17. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - REW	27
Tableau 18. Longueur moyenne des raccordements par type d'actif pour REW	27
Tableau 19. Hypothèses de quantités additionnelles – REW	27
Tableau 20. Évolution de l'indice santé	28
Tableau 21. Coûts unitaires des investissements effectués dans le cadre d'un renforcement de réseau.....	28
Tableau 22. Coûts unitaires des investissements « hors-renforcement du réseau ».....	28
Tableau 23. Coûts unitaires des investissements de conversion	29
Tableau 24. Coûts unitaires d'exploitation liés aux raccordements - moyenne (maintenance & gestion) 2017-2019 [€ ₂₀₁₉]	29
Tableau 25. Évolution de l'indice santé	29
Tableau 26. Évolution des coûts unitaires d'exploitation sur 2019-2024 hors indice santé.....	30
Tableau 27. Évolution des coûts unitaires d'investissement sur 2019-2024 hors indice santé.....	30
Tableau 28. 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.....	31
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 de référence S&Co.....	31
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 de référence S&Co	32



Tableau 31. 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.....	33
Tableau 32. 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	34
Tableau 33. Évolution du nombre de véhicules électriques dans le scénario de référence S&Co	35
Tableau 34. Impact des véhicules électriques sur la pointe de charge dans le scénario de référence S&Co.....	38
Tableau 35. Impact des véhicules électriques sur la pointe de charge dans le scénario haut S&Co	38
Tableau 36. Trajectoire d'évolution du nombre de pompes à chaleur en service en Région wallonne	38
Tableau 37. Impact des PAC sur la pointe de charge dans le scénario de référence S&Co.....	39
Tableau 38. Impact des PAC sur la pointe de charge dans le scénario haut S&Co.....	39
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	39
Tableau 40. Pointe de charge totale du réseau de l'AIEG – scénario de référence S&Co.....	41
Tableau 41. Pointe de charge totale sur le réseau BT de l'AIEG – scénario de référence S&Co.....	41
Tableau 42. Pointe de charge totale sur le réseau de l'AIEG – scénario haut S&Co.....	41
Tableau 43. Pointe de charge totale du réseau BT de l'AIEG – scénario haut S&Co.....	41
Tableau 44. Pointe de charge totale du réseau de l'AIESH – scénario de référence S&Co.....	42
Tableau 45. Pointe de charge totale du réseau BT de l'AIESH – scénario de référence S&Co.....	42
Tableau 46. Pointe de charge totale du réseau de l'AIESH – scénario haut S&Co.....	42
Tableau 47. Pointe de charge totale du réseau BT de l'AIESH – scénario haut S&Co.....	42
Tableau 48. Pointe de charge totale du réseau de REW – inputs REW	43
Tableau 49. Pointe de charge totale du réseau BT de REW – inputs REW.....	43
Tableau 50. Pointe de charge totale du réseau d'ORES – scénario de référence S&Co	43
Tableau 51. Pointe de charge totale du réseau BT d'ORES – scénario de référence S&Co.....	43
Tableau 52. Pointe de charge totale du réseau d'ORES – scénario haut S&Co	43
Tableau 53. Pointe de charge totale du réseau BT d'ORES – scénario haut S&Co.....	44
Tableau 54. Pointe de charge totale du réseau d'ORES – scénario de référence d'ORES	44
Tableau 55. Pointe de charge totale du réseau BT d'ORES – scénario de référence d'ORES.....	44
Tableau 56. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario de référence Schwartz and Co - ORES	45
Tableau 57. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario haut Schwartz and Co - ORES	45
Tableau 58. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario ORES.....	45
Tableau 59. Investissements et CNI induits par le scénario de référence Schwartz and Co - ORES	46
Tableau 60. Investissements et CNI induits par le scénario haut Schwartz and Co - ORES.....	46
Tableau 61. Investissements et CNI induits par le scénario de référence d'ORES.....	46
Tableau 62. Pointe de charge totale du réseau de RESA – scénario de référence S&Co.....	46
Tableau 63. Pointe de charge totale du réseau BT de RESA – scénario de référence S&Co	46
Tableau 64. Pointe de charge totale du réseau de RESA – scénario haut S&Co.....	46



Tableau 65. Pointe de charge totale du réseau BT de RESA – scénario haut S&Co	47
Tableau 66. Pointe de charge totale du réseau de RESA – scénario de référence RESA.....	47
Tableau 67. Pointe de charge totale du réseau BT de RESA – scénario de référence RESA.....	47
Tableau 68. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario de référence Schwartz and Co – RESA.....	48
Tableau 69. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario haut Schwartz and Co – RESA	48
Tableau 70. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario RESA	48
Tableau 71. Investissements et CNI induits par le scénario de référence S&Co - RESA.....	48
Tableau 72. Investissements et CNI impliqués par le scénario haut S&Co - RESA.....	48
Tableau 73. Investissements et CNI induits par le scénario de référence RESA - RESA.....	48
Tableau 74. Nombre de compteurs intelligents électricité posés sur 2024-2028 – AIEG+AIESH+REW	51
Tableau 75. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1 ^{er} janvier 2024 pour le smart metering AIEG+AIESH+REW (en € 2024)	51
Tableau 76. Nombre de compteurs intelligents électricité posés sur 2024-2028 – ORES.....	52
Tableau 77. Nombre de compteurs intelligents gaz posés sur 2024-2028 – ORES.....	52
Tableau 78. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1 ^{er} janvier 2024 pour le smart metering électricité ORES (en € 2024)	52
Tableau 79. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1 ^{er} janvier 2024 pour le smart metering gaz ORES (en € 2024)	52
Tableau 80. Nombre de compteurs intelligents électricité posés sur 2024-2028 – RESA	53
Tableau 81. Nombre de compteurs intelligents gaz posés sur 2024-2028 – RESA	53
Tableau 82. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1 ^{er} janvier 2024 pour le smart metering électricité RESA (en € 2024).....	53
Tableau 83. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1 ^{er} janvier 2024 pour le smart metering gaz RESA (en € 2024).....	53
Tableau 84. Base de CNC utilisée pour le calcul du FEC_E	56
Tableau 85. Calcul du FEC_E – Scénarios de référence S&Co (pointe et smart metering)	57
Tableau 86. Calcul du FEC_E – Scénario haut S&Co pointe et Scénario de référence S&Co smart metering.....	57
Tableau 87. Calcul du FEC_E – Scénario de référence ORES/RESA pour l'évolution de la pointe et Scénario initial smart metering	57
Tableau 88. Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$ – Scénarios de référence S&Co	58
Tableau 89. Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$ - Scénario haut S&Co pointe et scénario de référence S&Co smart metering.....	58
Tableau 90. Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$ - Scénario ORES/RESA pour l'évolution de la pointe et scénario initial smart metering	59
Tableau 91. Paramètres étudiés dans l'analyse de sensibilité	59
Tableau 92. Analyse de sensibilité au nombre de VE en 2028.....	59
Tableau 93. Analyse de sensibilité au nombre de PAC en 2028	60
Tableau 94. Évolution du FEC selon la variation des paramètres sélectionnés	60



Tableau 95. Synthèse des CNC additionnelles pour le gaz - Scénarios de référence S&Co smart metering	61
Tableau 96. Synthèse des CNC additionnelles pour le gaz - Scénarios initial smart metering	61
Tableau 97. CNC additionnelles Gaz	62
Tableau 98. Coûts unitaires utilisés Gaz - RESA.....	62
Tableau 99. Hypothèses Promogaz - RESA	62
Tableau 100. CNC additionnelles branchements Gaz - RESA	63
Tableau 101. Longueurs additionnelles conduites Gaz - RESA.....	63
Tableau 102. CNC additionnelles conduites Gaz - RESA	63
Tableau 103. CNC additionnelles comptage Gaz - RESA.....	64
Tableau 104. CNC additionnelles cabines Gaz - RESA	64
Tableau 105. Coûts unitaires utilisés Gaz - ORES.....	64
Tableau 106. Hypothèses Promogaz – ORES.....	65
Tableau 107. CNC additionnelles branchements Gaz - ORES.....	65
Tableau 108. Longueurs additionnelles conduites Gaz - ORES.....	66
Tableau 109. CNC additionnelles conduites Gaz - ORES.....	66
Tableau 110. CNC additionnelles comptage Gaz - ORES	66
Tableau 111. CNC additionnelles cabines Gaz - ORES.....	66
Tableau 112. Base de coût 2024 utilisée pour le calcul du FEC_G	68
Tableau 113. Calcul du FEC_G – Scénarios de référence smart metering.....	69
Tableau 114. Calcul du FEC_G – Scénarios initiaux smart metering	69
Tableau 115. Ecart $FEC_G - FEC_{G,i}$ – Scénario de référence smart metering	70
Tableau 116. Ecart $FEC_G - FEC_{G,i}$ - Scénario initial smart metering.....	70
Tableau 117. Paramètres étudiés dans l'analyse de sensibilité - gaz.....	70
Tableau 118. Évolution du FEC_G selon la variation des paramètres sélectionnés - gaz.....	71
Tableau 119. Exemples de GRD d'électricité de taille modeste dans d'autres pays européens.....	74



INDEX DES FIGURES

Figure 1. Illustration de la sensibilité du FEC_E aux paramètres sélectionnés.....	60
Figure 2. Illustration de la sensibilité du FEC_G aux paramètres sélectionnés.....	71
Figure 3. 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.....	73
Figure 4. Ratio des charges nettes contrôlables réalisées en 2019 divisées par la longueur du réseau pour ORES, RESA, AIESH, AIEG et REW	74
Figure 5. Ratio des charges nettes contrôlables réalisées en 2019 divisées par le nombre de clients pour ORES, RESA, AIESH, AIEG et REW	75
Figure 6. 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€)	75
Figure 7. 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€)	76



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 _{autres}	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 immobilisés ; 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 régulatoire 2019-2023 ». Cette méthodologie tarifaire a servi de cadre pour l'approbation par la CWaPE, en novembre 2018 et février 2019, des tarifs de distribution d'électricité et de gaz naturel pour la période régulatoire 2019-2023. Elle a été établie dans le cadre du décret modifié du 19 janvier 2017, relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz et d'électricité¹. 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 :

¹ [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 réglementaire 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 présent document constitue le rapport final de cette étude. Il présente :

- les principes généraux proposés pour le calcul des charges nettes contrôlables sur la base du facteur d'évolution des coûts pour chaque vecteur énergétique ;
- la méthodologie qui a été utilisée pour réaliser une première évaluation du facteur d'évolution des coûts pour chaque vecteur énergétique, sur la base d'une estimation des variations de coûts² sur 2024-2028 par rapport à une évolution dite « business as usual », générées 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.

Ces résultats tiennent compte du feedback des GRD wallons sur le rapport intermédiaire qui leur a été transmis à l'issue de la première phase de l'étude, des données et informations complémentaires échangées avec les GRD et la CWaPE et des ajustements apportés à la modélisation au cours de la seconde phase de l'étude.

² Dans la suite du rapport nous utilisons le terme « coûts additionnels » pour désigner ces variations de coûts, les coûts additionnels pouvant être positifs ou négatifs selon les thématiques et problématiques traitées.



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 régulatoire 2024-2028 :

- Les CNC intègrent l'ensemble des CPS, cette notion de projet spécifique disparaît, sauf cas particulier potentiel dont nous parlerons plus loin dans le rapport.
- L'efficacité porte sur l'ensemble des CNC ainsi redéfinies, 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 d'une des années de la période 2019-2023, dite année de référence, ou sur la base d'une moyenne des coûts réels de plusieurs années consécutives, de la période 2019-2023.

Les CNC évolueraient 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_E) et pour le gaz d'autre part (FEC_G), commun à tous les GRD électricité d'une part et gaz d'autre part, permettant d'accorder au GRD 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.

Méthodologie d'évaluation des FEC électricité et gaz

Sur la base de ces principes généraux, l'étude a permis de calculer une estimation du FEC pour l'électricité d'une part, et du FEC pour le gaz d'autre part, à partir d'une évaluation des CNC additionnelles par GRD sur la période 2024-2028. Nous utilisons le terme « estimation » pour deux raisons :

- Premièrement la méthode de détermination des CNC 2024 n'est pas encore connue et sera fixée à travers la méthodologie tarifaire 2024-2028. Pour réaliser cette étude, nous avons pris l'hypothèse que les CNC 2024 étaient basées sur le budget des CNC de l'année 2023.
- Deuxièmement certains coûts additionnels sont encore teintés d'incertitude, comme les coûts de smart metering de certains GRD, en raison de choix stratégiques et technologiques non encore finalisés.

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.

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 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 existants qui ont été adaptés 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 « initial », qui reprend les hypothèses des business cases initiaux des GRD (complétés si nécessaires en cas d'hypothèses manquantes), et un second scénario dit « de référence » 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 d'informations récentes obtenues de certains 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 10,3 M€ en 2024 et 8,1 M€ en 2028 [€₂₀₂₄]. Le FEC électricité résultant est estimé à -0,092 %.



- 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 10,7 M€ en 2024 et 9,2 M€ en 2028 [€₂₀₂₄]. Le FEC électricité résultant est estimé à +0,060 %.
- 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 11,3 M€ en 2024 et 13,0 M€ en 2028 [€₂₀₂₄]. Le FEC électricité résultant est estimé à +0,105 %.
- Le calcul des FEC électricité individuels montrent que, quels que soient les scénarios considérés, les FEC individuels sont supérieurs au FEC électricité global pour AIEG, AIESH et REW tandis que le FEC individuel de RESA est inférieur au FEC électricité global. Ores obtient quant à lui un FEC électricité individuel relativement proche du FEC électricité global. Cela signifie qu'avec un FEC global, les coûts additionnels de l'AIEG, AIESH et REW seraient sous-couverts tandis que ceux de RESA 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 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 5,7 M€ en 2024 et 7,0 M€ en 2028 [€₂₀₂₄]. Le FEC gaz résultant est estimé à +0,085 %



- Dans le cadre du scénario initial pour le smart metering, les coûts additionnels annuels estimés varient entre 5,8 M€ en 2024 et 7,2 M€ en 2028. Le FEC gaz résultant est estimé à +0,103 %.
- Le calcul des FEC gaz individuels montrent que dans les 2 cas précédents, le FEC individuel est supérieur au FEC gaz global pour ORES, et inférieur pour RESA.

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 allemand³, 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).

³ Source : données de transparence publiées par la BNetzA au 1^{er} 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 RA 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 régulatoire 2024-2028, après discussion avec la CWaPE, nous avons pris comme hypothèses les principes suivants :

- Les CNC intègrent l'ensemble des CPS, cette notion de projet spécifique disparaît, sauf cas particulier potentiel dont nous parlerons plus loin dans le rapport.
- L'efficacité porte sur l'ensemble des CNC ainsi redéfinies, 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 $CNC(2024)$, seront calculées de manière objective à partir des coûts réels d'une des années de la période 2019-2023, dite année de référence, ou sur la base d'une moyenne des coûts réels de plusieurs années consécutives, de la période 2019-2023.
- Les CNC évolueraient 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, 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, FEC_E et FEC_G , 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).

Dans le cadre de cette étude, nous prenons l'hypothèse que les CNC de la période réglementaire 2024-2028 évoluent 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 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 pour le gaz
 - X_i : le facteur d'efficacité individuel du GRD i

Concernant le calcul de la base de coût initiale pour 2024, $CNC_{budget}(2024,i)$, l'année de référence, si l'on utilise une seule année (ou les années de référence si l'on utilise la moyenne de plusieurs années), ne pourrait pour des raisons pratiques de délai de préparation du calcul du tarif 2024 aller au-delà de 2021. Aussi, le budget des CNC 2024 pourrait être basé sur les coûts réels d'une des trois premières années de la période réglementaire 2019-2023 ou sur une moyenne des deux ou trois premières années de la période réglementaire 2019-2023.



Si la base de coût initiale 2024 était calculée à partir des coûts réels d'une année (dans l'exemple nous avons pris les CNC réelles 2021), la formule pourrait être la suivante :

$$(C) \text{ CNC}_{\text{budget}}(2024,i) = \text{Min} [\text{CNC}_{\text{réelles}}(2021) * (1+IS)^3 ; \text{CNC}_{\text{budget}}(2023) * (1+IS)] + \text{CPS}(2023)*(1+IS) + \text{CNC}_{\text{additionnelles}}(2024,i)$$

Avec :

- $\text{CNC}_{\text{réelles}}(2021)$, les CNC réelles établies sur la base des comptes audités 2021⁴ ;
- $\text{CPS}(2023)$, les CPS 2023 budgétées;
- $\text{CNC}_{\text{budget}}(2023)$, les CNC budgétées pour l'année 2023 ;
- $\text{CNC}_{\text{additionnelles}}(2024,i)$: les CNC additionnelles calculées pour l'année 2024 pour le GRD i dans le cadre de la méthodologie d'évaluation des FEC électricité et gaz, décrite dans les paragraphes suivants, prenant en compte les inducteurs exogènes d'évolution des coûts entre 2023 et 2024.

Il est à noter que :

- Seule l'inflation est appliquée aux CNC réelles, et non le facteur X, car le GRD peut avoir déjà réalisé des améliorations de son efficacité en 2021 au-delà de X% et il ne serait donc pas juste de pénaliser un tel GRD en appliquant le facteur X sur les CNC réelles.
- La prise en compte du minimum entre les CNC réelles inflatées et les CNC autorisées en 2023 dans le cadre de la méthodologie 2019-2023 est introduite pour éviter l'effet inverse, d'un GRD qui aurait laissé dériver ses coûts et en tirerait un bénéfice indu sur la période suivante 2024-2028.
- L'intégration du terme $\text{CNC}_{\text{additionnelles}}(2024,i)$ a la vertu d'appliquer également à l'année 2024 la même logique de régulation que pour les années suivantes et elle apparaît plus juste pour les GRD, puisque leur réseau s'étend chaque année et que le projet smart metering et la promotion du gaz naturel se poursuivent en 2024.

Si la base de coût initiale 2024 était calculée à partir des coûts réels de deux années (dans l'exemple nous avons pris les CNC réelles 2020 et 2021), la formule deviendrait :

$$(D) \text{ CNC}_{\text{budget}}(2024,i) = \text{Min} [\frac{1}{2} * (\text{CNC}_{\text{réelles}}(2020) * (1+IS) + \text{CNC}_{\text{réelles}}(2021)) * (1+IS)^3 ; \text{CNC}_{\text{budget}}(2023) * (1+IS)] + \text{CPS}(2023)*(1+IS) + \text{CNC}_{\text{additionnelles}}(2024,i)$$

⁴ Il est rappelé que conformément à la méthodologie tarifaire 2019-2023 en vigueur les CNC n'intègrent pas les CPS



3.2. Méthodologie d'évaluation du FEC

La méthodologie globale suivante a été utilisée au cours de de l'étude pour réaliser une première estimation du 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, drivée 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. Une première estimation du FEC global par vecteur énergétique a été calculée 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.



- 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 3.3.1.3 et 0. 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 10,3 M€ en 2024 à 8,1 M€ en 2028 (voir tableau suivant).

Tableau 1. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénarios de référence S&Co pointe et smart metering

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
AIEG – additionnelles	128 857	154 550	177 915	200 339	221 817
<i>AIEG - Extension du réseau</i>	25 959	51 986	78 071	104 223	130 442
<i>AIEG - Évolution de la pointe</i>	0	0	0	0	0
<i>AIEG - Smart metering</i>	102 898	102 564	99 844	96 116	91 376
AIESH – additionnelles	98 170	110 394	120 639	129 823	138 405
<i>AIESH - Extension du réseau</i>	12 492	24 994	37 504	49 792	62 321
<i>AIESH - Évolution de la pointe</i>	0	0	0	0	0
<i>AIESH - Smart metering</i>	85 677	85 399	83 135	80 031	76 084
ORES - CNC additionnelles	7 535 012	8 215 361	6 064 764	6 247 541	6 466 694
<i>ORES - Extension du réseau</i>	425 969	856 377	1 296 554	1 742 307	2 192 768
<i>ORES - Évolution de la pointe</i>	182 025	233 695	287 869	328 043	370 082
<i>ORES - Smart metering</i>	6 927 018	7 125 288	4 480 341	4 177 191	3 903 843
RESA - CNC additionnelles	2 408 732	2 864 563	1 967 023	1 808 341	1 091 856
<i>RESA - Extension du réseau</i>	360 658	726 313	1 092 033	1 452 180	1 817 327
<i>RESA - Évolution de la pointe</i>	256 113	301 448	504 039	558 094	630 403
<i>RESA - Smart metering</i>	1 791 961	1 836 803	370 950	-201 932	-1 355 874
REW - CNC additionnelles	101 888	128 669	154 423	180 233	206 095
<i>REW - Extension du réseau</i>	26 221	53 248	81 003	109 554	138 902
<i>REW - Évolution de la pointe</i>	0	0	0	0	0
<i>REW - Smart metering</i>	75 666	75 421	73 421	70 680	67 194
TOTAL des CNC additionnelles –	10 272 658	11 473 537	8 484 764	8 566 278	8 124 867



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 10,7 M€ en 2024 à 9,1 M€ en 2028 (voir tableau suivant).

Tableau 2. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénario haut S&Co pointe et scénario de référence S&Co smart metering

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
AIEG – additionnelles	128 857	154 550	177 915	200 339	221 817
AIEG - Extension du réseau	25 959	51 986	78 071	104 223	130 442
AIEG - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIEG - Smart metering	102 898	102 564	99 844	96 116	91 376
AIESH – additionnelles	98 170	110 394	120 639	129 823	138 405
AIESH - Extension du réseau	12 492	24 994	37 504	49 792	62 321
AIESH - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIESH - Smart metering	85 677	85 399	83 135	80 031	76 084
ORES - CNC additionnelles	7 903 793	8 714 163	6 681 763	6 961 538	7 282 672
ORES - Extension du réseau	425 969	856 377	1 296 554	1 742 307	2 192 768
ORES - Évolution de la pointe	550 806	732 497	904 868	1 042 040	1 186 061
ORES - Smart metering	6 927 018	7 125 288	4 480 341	4 177 191	3 903 843
RESA - CNC additionnelles	2 502 489	2 953 133	2 166 268	2 026 580	1 309 734
RESA - Extension du réseau	360 658	726 313	1 092 033	1 452 180	1 817 327
RESA - Évolution de la pointe	349 869	390 017	703 285	776 333	848 281
RESA - Smart metering	1 791 961	1 836 803	370 950	-201 932	-1 355 874
REW - CNC additionnelles	101 888	128 669	154 423	180 233	206 095
REW - Extension du réseau	26 221	53 248	81 003	109 554	138 902
REW - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
REW - Smart metering	75 666	75 421	73 421	70 680	67 194
TOTAL des CNC additionnelles –	10 735 195	12 060 909	9 301 008	9 498 513	9 158 723

Avec le scénario initial pour le smart metering et le scénario de référence ORES/RESA pour la pointe, les CNC additionnelles totales varient de 11,3 M€ en 2024 à 13,0 M€ en 2028 (voir tableau suivant).

Tableau 3. Synthèse des CNC additionnelles pour l'électricité - Scénario initial smart metering et Scénario ORES/RESA pour l'évolution de la pointe

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
AIEG – additionnelles	143 185	184 040	222 671	260 468	297 427
AIEG - Extension du réseau	25 959	51 986	78 071	104 223	130 442
AIEG - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIEG - Smart metering	117 225	132 054	144 600	156 246	166 985
AIESH – additionnelles	110 099	134 949	157 905	179 889	201 361
AIESH - Extension du réseau	12 492	24 994	37 504	49 792	62 321
AIESH - Évolution de la pointe	0	0	0	0	0
AIESH - Smart metering	97 607	109 954	120 401	130 097	139 040
ORES - CNC additionnelles	8 346 095	9 633 574	8 104 476	8 949 361	9 886 286
ORES - Extension du réseau	425 969	856 377	1 296 554	1 742 307	2 192 768
ORES - Évolution de la pointe	597 264	770 214	934 503	1 067 139	1 196 007
ORES - Smart metering	7 322 862	8 006 983	5 873 420	6 139 915	6 497 511
RESA - CNC additionnelles	2 605 874	3 266 176	2 819 260	2 899 032	2 381 651
RESA - Extension du réseau	360 658	726 313	1 092 033	1 452 180	1 817 327
RESA - Évolution de la pointe	244 472	286 328	734 609	824 841	905 707
RESA - Smart metering	2 000 744	2 253 535	992 618	622 011	-341 383
REW - CNC additionnelles	112 424	150 355	187 335	224 450	261 695



<i>REW - Extension du réseau</i>	26 221	53 248	81 003	109 554	138 902
<i>REW - Évolution de la pointe</i>	0	0	0	0	0
<i>REW - Smart metering</i>	86 202	97 107	106 332	114 896	122 794
TOTAL des CNC additionnelles –	11 317 677	13 369 093	11 491 648	12 513 199	13 028 420

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 CNC 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 volumes. 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 » au sens de 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 4. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024, relatives à l'extension du réseau
[€₂₀₂₄] - Wallonie

	2024	2025	2026	2027	2028
AIEG	25 959	51 986	78 071	104 223	130 442
AIESH	12 492	24 994	37 504	49 792	62 321
ORES	425 969	856 377	1 296 554	1 742 307	2 192 768
RESA	360 658	726 313	1 092 033	1 452 180	1 817 327
REW	26 221	53 248	81 003	109 554	138 902
Total	851 299	1 712 918	2 585 164	3 458 055	4 341 760

Sur 2024-2028, plus de la moitié des CNC additionnelles sont dues à l'extension des câbles et des lignes.

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 d'extension du réseau concernant les lignes et de câbles, BT et MT, ont été établies sur base des trajectoires transmises par les GRD. Pour le calcul des coûts additionnels, seule l'extension nette du réseau a été retenue. Ainsi, les éléments suivants ont été retraités des trajectoires fournies par les GRD :

- 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.)*
- Les longueurs de câbles et de lignes installées pour les raccordements, et donc financées par les tarifs non périodiques n'ont pas été comptabilisées. L'estimation des longueurs d'extension du réseau directement liées aux nouveaux raccordements a été effectuée sur base de l'historique 2017-2019 : la longueur moyenne de câble et de ligne (BT & MT) par



nouveau raccordement a été appliquée aux trajectoires de nouveaux raccordements fournies par les GRD.

Les trajectoires d'extension du réseau nette des nouveaux raccordements 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. Les éventuelles exceptions à cette méthodologie, liées à des incohérences ou absences de données, ont par ailleurs été détaillées individuellement dans la réponse aux remarques de chaque GRD sur le rapport intermédiaire.

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 ci-dessous :

Tableau 5. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - ORES

CONFIDENTIEL

Remarque : conformément à la méthodologie de calcul de la longueur L2, une longueur moyenne de raccordement est appliquée pour chaque type d'actif au nombre de raccordements prévu sur la période 2024-2028 en BT (BT + TBT) d'une part et en MT (MT + TMT) d'autre part (*le nombre de raccordements prévu par niveau de tension est directement repris de la réponse à la question Q1 d'ORES au questionnaire N°11*). Ces longueurs moyennes sont calculées sur le réalisé des années 2017 à 2019.

Chez ORES, dans la question Q2 du questionnaire N°1 et pour les câbles et lignes BT, aucune longueur n'a été renseignée pour les nouveaux raccordements BT. ORES a justifié cela par la non disponibilité des données dans son système d'information. Ainsi, pour le niveau de tension BT, les longueurs unitaires de lignes et de câble BT de RESA ont été utilisées. Les longueurs moyennes, appliquées aux trajectoires de nouveaux raccordements proposées par ORES, sont présentées dans le tableau suivant :



Tableau 6. Longueur moyenne des raccordements par type d'actif pour ORES

CONFIDENTIEL

Tableau 7. Hypothèses de quantités additionnelles - ORES

CONFIDENTIEL

Tableau 8. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles – RESA

CONFIDENTIEL

Remarque : conformément à la méthodologie de calcul de la longueur L2, une longueur moyenne de raccordement est appliquée pour chaque type d'actif au nombre de raccordements prévu sur la période 2024-2028 en BT (BT + TBT) d'une part et en MT (MT + TMT) d'autre part (*le nombre de raccordements prévu par niveau de tension est directement repris de la réponse à la question Q1 au questionnaire N°1*). Ces longueurs moyennes sont calculées sur le réalisé des années 2017 à 2019. Les longueurs moyennes de câbles et de lignes MT/BT par raccordement MT/BT de RESA sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 9. Longueur moyenne des raccordements par type d'actif pour RESA

CONFIDENTIEL

Tableau 10. Hypothèses de quantités additionnelles – RESA

CONFIDENTIEL

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

CONFIDENTIEL

Remarque : conformément à la méthodologie de calcul de la longueur L2, une longueur moyenne de raccordement est appliquée pour chaque type d'actif au nombre de raccordements prévu sur la période 2024-2028 en BT (BT + TBT) d'une part et en MT (MT + TMT) d'autre part (*le nombre de raccordements prévu par niveau de tension est directement repris de la réponse à la question Q1 de l'AIEG au questionnaire N°1*). Ces longueurs moyennes sont calculées sur le réalisé des années 2017 à 2019.

Tableau 12. Longueur moyenne des raccordements par type d'actif pour AIEG

CONFIDENTIEL

Tableau 13. Hypothèses de quantités additionnelles – AIEG

CONFIDENTIEL



Tableau 14. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - AIESH

CONFIDENTIEL

Remarque : Conformément à la méthodologie de calcul de la longueur L2, une longueur moyenne de raccordement est appliquée pour chaque type d'actif au nombre de raccordements prévu sur la période 2024-2028 en BT (BT + TBT) d'une part et en MT (MT + TMT) d'autre part (*le nombre de raccordements prévu par niveau de tension est directement repris de la réponse à la question Q1 de l'AIESH au questionnaire N°1*). Ces longueurs moyennes sont calculées sur le réalisé des années 2017 à 2019 (voir tableau suivant).

Tableau 15. Longueur moyenne des raccordements par type d'actif de l'AIESH

CONFIDENTIEL

Tableau 16. Hypothèses de quantités additionnelles – AIESH

CONFIDENTIEL

Tableau 17. Hypothèses de longueurs de câbles et de lignes additionnelles - REW

CONFIDENTIEL

Remarque : conformément à la méthodologie de calcul de la longueur L2, une longueur moyenne de raccordement est appliquée pour chaque type d'actif au nombre de raccordements prévu sur la période 2024-2028 en BT (BT + TBT) d'une part et en MT (MT + TMT) d'autre part (*le nombre de raccordements prévu par niveau de tension est directement repris de la réponse à la question Q1 du questionnaire N°1*). Ces longueurs moyennes ne sont pas calculables sur base des données communiquées par REW en réponse à la question Q2 questionnaire N°1. Les valeurs calculées pour AIEG ont donc été utilisées également pour REW.

Les longueurs moyennes appliquées aux trajectoires de nouveaux raccordements proposées par REW, sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 18. Longueur moyenne des raccordements par type d'actif pour REW

CONFIDENTIEL

Tableau 19. Hypothèses de quantités additionnelles – REW

CONFIDENTIEL



3.3.1.2.3.2. Coûts unitaires

Les coûts unitaires 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 exprimés en [€₂₀₁₉], calculés en utilisant un taux d'inflation égal à l'évolution de l'indice santé. Le tableau ci-dessous contient les valeurs de l'évolution de l'indice santé sur la période 2017-2019 :

Tableau 20. Évolution de l'indice santé

Indice	2017	2018	2019
Évolution annuelle de l'indice santé	+2,126%	+2,053%	+1,575%

Source : CWaPE

Tableau 21. Coûts unitaires des investissements effectués dans le cadre d'un renforcement de réseau

CONFIDENTIEL

Tableau 22. Coûts unitaires des investissements « hors-renforcement du réseau »

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 23. 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 [€₂₀₁₉].

Tableau 24. Coûts unitaires d'exploitation liés aux raccordements - moyenne (maintenance & gestion) 2017-2019 [€₂₀₁₉]

CONFIDENTIEL

Évolution des coûts unitaires d'exploitation et d'investissement

Dans le but d'appliquer ces coûts unitaires, exprimés en €₂₀₁₉, 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 €₂₀₂₄ avec une trajectoire d'évolution de l'indice santé décrite dans le tableau ci-dessous.

Tableau 25. Évolution de l'indice santé

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Indice Santé	2,13%	2,05%	1,58%	1,58%	1,58%	1,58%	1,58%	1,80%	1,90%	1,90%	1,90%	1,90%



L'indice santé sur la période 2019-2023 est pris égal à 1,575 %, en cohérence avec le chiffre retenu dans les revenus autorisés approuvés par la CWaPE sur cette période, tandis que l'évolution prévisionnelle de l'indice santé à partir de 2024 correspond à la dernière publication du Bureau Fédéral du Plan (juin 2020).

Seuls les GRD ORES et RESA ont estimé que leurs coûts unitaires d'exploitation augmenteraient hors indice santé sur la période 2019-2024 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, 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 tableaux suivants) **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Tableau 26. Évolution des coûts unitaires d'exploitation sur 2019-2024 hors indice santé

CONFIDENTIEL

Tableau 27. Évolution des coûts unitaires d'investissement sur 2019-2024 hors indice santé

CONFIDENTIEL

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 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 28. 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
Scénario de référence S&Co	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%
Scénario haut S&Co					
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 29. 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
1. Pointe de charge foisonnée totale, hors mesures d'efficacité énergétique, sans outils de flexibilité, sans stockage décentralisé, sans impact production décentralisée [MW]	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 ⁵ (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
6. Pointe de charge foisonnée totale, toutes mesures et tous outils inclus [MW] (6=1-2-3-4-5)	2757,4	2752,9	2748,4	2745,1	2733,8	2736,6	2745,2	2759,3	2777,6

⁵ 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 de référence S&Co

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1. Pointe de charge foisonnée totale, hors mesures d'efficacité énergétique, sans outils de flexibilité, sans stockage décentralisé, sans impact production décentralisée [MW]	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 ⁶ (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
6. Pointe de charge foisonnée totale, toutes mesures et tous outils inclus [MW] (6=1-2-3-4-5)	1802,8	1815,0	1827,2	1838,6	1853,1	1869,6	1891,0	1915,8	1945,8

⁶ 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 31. 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
1. Pointe de charge foisonnée totale, hors mesures d'efficacité énergétique, sans outils de flexibilité, sans stockage décentralisé, sans impact production décentralisée [MW]	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 ⁷ (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
6. Pointe de charge foisonnée totale, toutes mesures et tous outils inclus [MW] (6=1-2-3-4-5)	2772,3	2780,2	2787,4	2796,8	2800,0	2819,1	2848,8	2888,8	2939,1

⁷ 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 32. 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
1. Pointe de charge foisonnée totale, hors mesures d'efficacité énergétique, sans outils de flexibilité, sans stockage décentralisé, sans impact production décentralisée [MW]	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 ⁸ (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
6. Pointe de charge foisonnée totale, toutes mesures et tous outils inclus [MW] (6=1-2-3-4-5)	1817,7	1842,3	1866,2	1890,3	1919,3	1952,1	1994,6	2045,3	2107,3

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.

⁸ 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 33. 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

DONNEES PAR GRD CONFIDENTIELLES



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) 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 :

- GRD 1 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).
- GRD 2 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.
- GRD 3 propose un impact sur la pointe de charge qui correspond à environ 1,5 kW /VE en 2028.
- GRD 4 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. GRD 4 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.
- GRD 5 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. GRD 5 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 parait 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 34. 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 35. 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

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 36. 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 :

- GRD 1 et GRD 2: environ 2,45 kW/PAC (PAC résidentielle)
- GRD 3 : 0,37 kW/PAC (PAC résidentielle)
- GRD 4 : 6,3 kW/PAC, correspondant à 2,66 kW par PAC résidentielle et 20 kW/PAC non résidentielle.
- GRD 5 : 1,4 kW/PAC (PAC résidentielle) dans son scénario LOW, et 1,7 kW/PAC dans son scénario HIGH.

Nous considérons que les hypothèses des GRD 1, 2 et 4 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 GRD 4 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 37. 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 38. 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

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. Certains GRD 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. Un GRD a par ailleurs communiqué à Schwartz and Co 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, que ce GRD 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 des 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 sa dernière 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 3 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. 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.

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 deux autres GRD), 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 et des volumes correspondants proposés par ORES, 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 €_{courants} (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, également exprimés en €_{courants} (cf. coûts unitaires S&Co). Les coûts unitaires résultant du chiffrage d'ORES sont tous plus élevés que les coûts unitaires S&Co calculés sur base de l'historique, et nous conduisent donc à retenir les coûts unitaires calculés sur base de l'historique.

Les tableaux ci-dessous présentent la comparaison des coûts unitaires ORES et S&Co dans chaque scénario d'évolution de la pointe considéré.



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

CONFIDENTIEL

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

CONFIDENTIEL

Tableau 58. Investissements et coûts unitaires relatifs au scénario ORES

CONFIDENTIEL

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

Les investissements 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. 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 ». Ils n'ont donc pas lieu, par nature, d'être pris 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 €₂₀₂₄ par le produit des coûts unitaires (eux-mêmes exprimés en €₂₀₂₄) 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

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 base des investissements et des volumes correspondants proposés par RESA, 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 €_{courants} (cf. coûts unitaires RESA 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, également exprimés en €_{courants} (cf. coûts unitaires S&Co). Les coûts unitaires résultant du chiffrage de RESA sont majoritairement plus élevés que les coûts unitaires S&Co calculés sur base de l'historique, et nous conduisent donc à retenir les coûts unitaires calculés sur base de l'historique.

Les tableaux ci-dessous présentent 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

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 3.3.1.4.1).

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

Les coûts additionnels relatif au projet commun de déploiement des compteurs intelligents électricité de l'AIEG, AIESH et REW ont été évalués sur la base du business case AREWAL de 2018.

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

- Scénario initial : ce scénario correspond aux hypothèses initiales de 2018 des GRD (scénario initial) ;
- Scénario de référence : ce scénario correspond à des hypothèses ajustées par Schwartz and Co au niveau des coûts des compteurs, du matériel associé et du placement, pour tenir compte d'une part du retour d'expérience de Fluvius et à l'international, ainsi que des premiers résultats de l'appel d'offres. Ces hypothèses ont été discutées avec AREWAL début octobre 2020.



Les trajectoires de pose de compteurs intelligents sont identiques dans les 2 scénarios (voir tableau suivant) et ont été fournies par les GRD.

Tableau 74. Nombre de compteurs intelligents électricité posés sur 2024-2028 – AIEG+AIESH+REW

CONFIDENTIEL

Les hypothèses clés du scénario de référence sont les suivantes :

CONFIDENTIEL

Sur cette base les CNC additionnelles estimées à ce stade sur la période 2024-2028 sont présentées dans le tableau suivant.

Tableau 75. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1^{er} janvier 2024 pour le smart metering AIEG+AIESH+REW (en € 2024)

CONFIDENTIEL

3.3.1.4.1. Calcul des coûts additionnels pour ORES

Les coûts additionnels relatif au projet de déploiement des compteurs intelligents électricité et gaz d'ORES ont été évalués sur la base du business case 2019-2023 envoyé par ORES à la CWaPE en avril 2020, complété par la documentation complémentaire fournie par la CWaPE dans le cadre des discussions en cours sur le budget 2019-2023 et les réponses aux questionnaires d'ORES. En décembre 2020, la CWaPE a informé Schwartz and Co qu'ORES lui avait transmis un business case mis à jour couvrant également la période 2024-2028.

PASSAGE CONFIDENTIEL

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

- Scénario initial : ce scénario correspond aux hypothèses initiales d'ORES figurant dans son BP 2019-2023, complété par les hypothèses manquantes pour le calcul des coûts additionnels 2024-2028

PASSAGE CONFIDENTIEL

- Scénario de référence S&Co : 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 et de l'étendue de la zone blanche, pour tenir compte du retour d'expérience internationale et nationale (Fluvius, approche zone blanche de l'AIEG, AIESH et REW).



Les trajectoires de pose de compteurs intelligents sont identiques dans les 2 scénarios (voir tableaux suivants) et ont été fournies par Ores (pour le gaz Ores a fourni une trajectoire globale, que nous avons décomposée entre remplacement de CAB actifs existants et pose de nouveaux CAB, pour assurer le remplacement complet des CAB actifs non smart d'ici fin 2025).

Tableau 76. Nombre de compteurs intelligents électricité posés sur 2024-2028 – ORES

CONFIDENTIEL

Tableau 77. Nombre de compteurs intelligents gaz posés sur 2024-2028 – ORES

CONFIDENTIEL

Les hypothèses clés du scénario de référence sont les suivantes :

CONFIDENTIEL

Sur cette base les CNC additionnelles estimées à ce stade sur la période 2024-2028 sont présentées dans les 2 tableaux suivants.

Tableau 78. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1^{er} janvier 2024 pour le smart metering électricité ORES (en € 2024)

CONFIDENTIEL

Tableau 79. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1^{er} janvier 2024 pour le smart metering gaz ORES (en € 2024)

CONFIDENTIEL



3.3.1.4.2. Calcul des coûts additionnels pour RESA

Les coûts additionnels relatif au projet de déploiement des compteurs intelligents électricité et gaz 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 initiales de RESA, en prenant en compte un décalage de l'investissement dans un nouveau HES (HES2) en 2024, et une utilisation à partir de 2025 ;
- Scénario de référence : ce scénario correspond à des hypothèses ajustées par Schwartz and Co au niveau des coûts des compteurs, du matériel associé et du placement, pour tenir compte du retour d'expérience internationale et nationale (Fluvius, approche zone blanche de l'AIEG, AIESH et REW).

Les trajectoires de pose de compteurs intelligents sont identiques dans les 2 scénarios (voir tableaux suivants) et ont été fournies par RESA.

Tableau 80. Nombre de compteurs intelligents électricité posés sur 2024-2028 – RESA

CONFIDENTIEL

Tableau 81. Nombre de compteurs intelligents gaz posés sur 2024-2028 – RESA

CONFIDENTIEL

Les hypothèses clés du scénario de référence sont les suivantes :

CONFIDENTIEL

Sur cette base les CNC additionnelles estimées à ce stade sur la période 2024-2028 sont présentées dans les 2 tableaux suivants.

Tableau 82. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1^{er} janvier 2024 pour le smart metering électricité RESA (en € 2024)

CONFIDENTIEL

Tableau 83. CNC additionnelles de l'année N depuis le 1^{er} janvier 2024 pour le smart metering gaz RESA (en € 2024)

CONFIDENTIEL



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 régulatoire 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 disparaissent 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 calculée pour l'année 2024, hors coûts additionnels 2024, à partir des CNC réelles d'une année de référence ou d'une moyenne d'années de référence.

Les CNC réelles des années 2020 et 2021 n'étant pas encore disponibles, nous avons pris l'hypothèse, que les CNC budgétées 2024 correspondaient aux CNC budgétées de 2023 exprimées en [€₂₀₂₃], augmentée de l'enveloppe CPS₂₀₂₃, exprimée en [€₂₀₂₃], en prenant en compte les spécificités suivantes :

- Pour AIEG, AIESH et REW, la valeur du terme CPS₂₀₂₃ est égale à 0 dans le revenu autorisé approuvé en 2018. La CWaPE pourrait néanmoins approuver une valeur effective pour chacun des 3 GRD, qui devront être intégrées ultérieurement.
- Pour ORES, la valeur du terme CPS₂₀₂₃ approuvée en 2018 et est d'un montant de 21 646 836 €. Cette valeur a été mise à zéro suite à la décision de la CWaPE d'arrêt du projet spécifique d'août 2018 de déploiement des compteurs intelligents : seul les CNC₂₀₂₃ ont donc été conservées ci-dessus, soit 344 513 009 €. Le cas échéant, le montant définitif de CPS₂₀₂₃, qui serait approuvé par la CWaPE, devrait être intégré.
- Pour RESA, la valeur du terme CPS₂₀₂₃ approuvé, d'un montant de 5 578 417 €, est intégrée. Le cas échéant, ce montant devra être adapté sur base du montant révisé des CPS₂₀₂₃ qui serait approuvé par la CWaPE ultérieurement.

Cette base de CNC, exprimée en [€₂₀₂₄], est présentée dans le tableau ci-dessous. C'est la base de coût qui a été retenue à ce stade pour effectuer le calcul du FEC_E. Comme indiqué précédemment, la manière dont les CNC budgétées de 2024 seront déterminées sera définie dans la méthodologie



tarifaire 2024-2028. Les chiffres renseignés ci-après sont dès lors indicatifs et le montant des CNC budgétés de l'année 2024 pourraient sensiblement différer des chiffres présentés dans ce tableau.

Tableau 84. Base de CNC utilisée pour le calcul du FEC_E

CNC ₂₀₂₄ (hors coûts additionnels 2024) [€ ₂₀₂₄]	
AIEG	4 877 749
AIESH	6 090 444
ORES	349 939 089
RESA	108 179 706
REW	5 671 450
TOTAL	474 758 439

Source : décisions d'approbation des revenus autorisés 2019-2023 des GRD, analyse Schwartz and Co

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 est 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 électricité annuel, noté $FEC_E(N)$.

Dans le but d'obtenir un facteur d'évolution des coûts électricité (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 :

$$\sum_{N=2024}^{2028} ETECNCe(N) = \sum_{N=2024}^{2028} ETECNCe(2024)(1 + FEC_E)^{(N-2024)}$$

Avec :

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

$ETECNCe(2024)(1 + FEC_E)^{(N-2024)}$: 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 FEC_E lissé est évalué à -0,092 %, et il passe à -0,060 % en considérant le scénario haut S&Co pour la pointe (voir les 2 tableaux suivant).



Tableau 85. Calcul du FEC_E – Scénarios de référence S&Co (pointe et smart metering)

Wallonie - FEC_E	2024	2025	2026	2027	2028
Extension du réseau [€ ₂₀₂₄]	851 299	1 712 918	2 585 164	3 458 055	4 341 760
Évolution de la pointe [€ ₂₀₂₄]	438 138	535 143	791 909	886 137	1 000 486
Smart metering [€ ₂₀₂₄]	8 983 221	9 225 476	5 107 691	4 222 086	2 782 622
Total des CNC additionnelles [€₂₀₂₄]	10 272 658	11 473 537	8 484 764	8 566 278	8 124 867
Enveloppe totale estimée des CNC [€₂₀₂₄]	485 031 097	486 231 976	483 243 203	483 324 716	482 883 306
Évolution ($FEC_E(N)$)		+ 0,248%	- 0,615%	+ 0,017%	- 0,091%
Enveloppe totale estimée LISSEE des CNC [€₂₀₂₄]	485 031 097	484 586 571	484 142 453	483 698 741	483 255 436
FEC_E			- 0,092%		

Tableau 86. Calcul du FEC_E – Scénario haut S&Co pointe et Scénario de référence S&Co smart metering

Wallonie - FEC_E	2024	2025	2026	2027	2028
Extension du réseau [€ ₂₀₂₄]	851 299	1 712 918	2 585 164	3 458 055	4 341 760
Évolution de la pointe [€ ₂₀₂₄]	900 675	1 122 515	1 608 153	1 818 372	2 034 342
Smart metering [€ ₂₀₂₄]	8 983 221	9 225 476	5 107 691	4 222 086	2 782 622
Total des CNC additionnelles [€₂₀₂₄]	10 735 195	12 060 909	9 301 008	9 498 513	9 158 723
Enveloppe totale estimée des CNC [€₂₀₂₄]	485 493 634	486 819 347	484 059 447	484 256 952	483 917 162
Évolution ($FEC_E(N)$)		+ 0,273%	- 0,567%	+ 0,041%	- 0,070%
Enveloppe totale estimée LISSEE des CNC [€₂₀₂₄]	485 493 634	485 201 295	484 909 133	484 617 146	484 325 335
FEC_E			- 0,060%		

À des fins d'analyse de sensibilité, nous avons également évalué le FEC_E 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 +0,105 %.

Tableau 87. Calcul du FEC_E – Scénario de référence ORES/RESA pour l'évolution de la pointe et Scénario initial smart metering

Wallonie - FEC_E	2024	2025	2026	2027	2028
Extension du réseau [€ ₂₀₂₄]	851 299	1 712 918	2 585 164	3 458 055	4 341 760
Évolution de la pointe [€ ₂₀₂₄]	841 736	1 056 542	1 669 112	1 891 980	2 101 714
Smart metering [€ ₂₀₂₄]	9 624 641	10 599 633	7 237 372	7 163 164	6 584 947
Total des CNC additionnelles [€₂₀₂₄]	11 317 677	13 369 093	11 491 648	12 513 199	13 028 420
Enveloppe totale estimée des CNC [€₂₀₂₄]	486 076 116	488 127 532	486 250 087	487 271 638	487 786 859
Évolution		+ 0,422%	- 0,385%	+ 0,210%	+ 0,106%
Enveloppe totale estimée LISSEE des CNC [€₂₀₂₄]	486 076 116	486 588 740	487 101 905	487 615 611	488 129 859
FEC_E			+ 0,105%		



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 $FEC_{E,i}$ désignant le GRD considéré, à des fins de comparaison avec le facteur d'évolution des coûts électricité global, FEC_E . 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, certains GRD ont des FEC individuels supérieurs au FEC global et 1 ou 2 GRD (RESA et/ou ORES) ont un FEC individuel inférieur 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 paraîtrait donc plus juste pour les GRD qu'un schéma basé sur un FEC global.

Tableau 88. Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$ – Scénario de référence S&Co pointe et scénario de référence S&Co smart metering

		FEC	Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$
FEC électricité global (FEC_E)		-0,092%	-
FEC électricité individuel ($FEC_{E,i}$)	AIEG	0,475%	-0,567%
	AIESH	0,172%	-0,263%
	ORES	-0,088%	-0,003%
	RESA	-0,172%	0,081%
	REW	0,452%	-0,543%

Tableau 89. Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$ - Scénario haut S&Co pointe et scénario de référence S&Co smart metering

		FEC	Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$
FEC électricité global (FEC_E)		-0,060%	-
FEC électricité individuel ($FEC_{E,i}$)	AIEG	0,475%	-0,536%
	AIESH	0,172%	-0,232%
	ORES	-0,055%	-0,005%
	RESA	-0,141%	0,080%
	REW	0,452%	-0,512%



Tableau 90. Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$ - Scénario ORES/RESA pour l'évolution de la pointe et scénario initial smart metering

		FEC	Ecart $FEC_E - FEC_{E,i}$
FEC électricité global (FEC_E)		0,105%	-
FEC électricité individuel ($FEC_{E,i}$)	AIEG	0,774%	-0,669%
	AIESH	0,375%	-0,270%
	ORES	0,089%	0,017%
	RESA	0,085%	0,020%
	REW	0,643%	-0,537%

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 91. 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%
Smart metering - Étendue zone blanche	5%	Hypothèses des GRD (14% pour ORES, 20% pour RESA)	
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 92. 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 93. Analyse de sensibilité au nombre de PAC en 2028

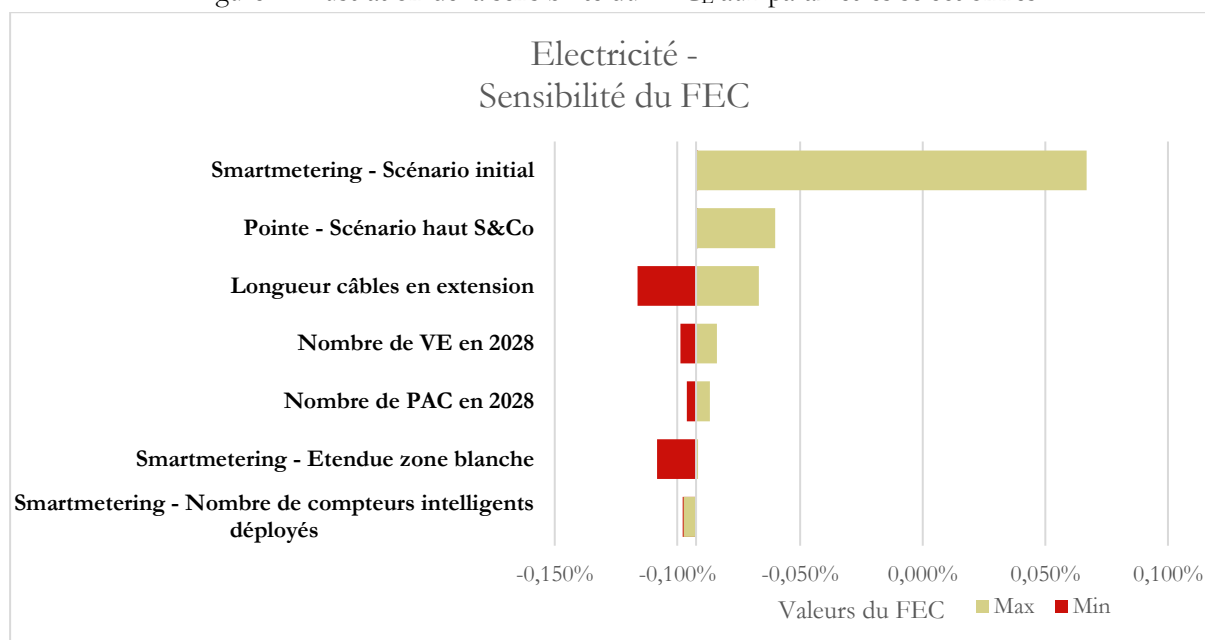
Variation nombre de VE en Wallonie en 2028 vs scénario réf S&Co	Pointe de charge BT [MW]		Var. 24/28
	2024	2028	%
20%	1853,1	1959,6	5,7%
10%	1853,1	1952,7	5,4%
0%	1853,1	1945,8	5,0%
-10%	1853,1	1938,9	4,6%
-20%	1853,1	1932,0	4,3%

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 et illustrées sur la Figure 1.

Tableau 94. 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	-0,098%	-0,092%	-0,097%
Smart metering – Étendue zone blanche	-0,108%	-0,092%	-0,092%
Nombre de PAC en 2028	-0,096%	-0,092%	-0,087%
Nombre de VE en 2028	-0,099%	-0,092%	-0,084%
Longueur câbles en extension	-0,116%	-0,092%	-0,067%
Pointe – Scénario haut S&Co	-0,092%	-0,092%	-0,060%
Smart metering - Scénarios initial	-0,092%	-0,092%	0,067%

Figure 1. Illustration de la sensibilité du FEC_E aux paramètres sélectionnés



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 5,7 M€ en 2024 à 7 M€ en 2028 (voir tableau suivant).

Tableau 95. Synthèse des CNC additionnelles pour le gaz - Scénarios de référence S&Co smart metering

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
ORES - CNC additionnelles	3 677 817	4 564 343	3 194 736	3 962 230	4 811 392
ORES - Extension du réseau	1 165 257	2 323 603	3 423 776	4 511 810	5 576 857
ORES - Smart metering	2 512 560	2 240 741	-229 039	-549 581	-765 465
RESA - CNC additionnelles	2 052 123	2 548 025	1 435 869	1 816 455	2 177 150
RESA - Extension du réseau	661 572	1 315 264	1 916 027	2 446 115	2 945 457
RESA - Smart metering	1 390 551	1 232 761	-480 157	-629 661	-768 307
TOTAL des CNC additionnelles –	5 729 940	7 112 368	4 630 606	5 778 684	6 988 543

Tableau 96. Synthèse des CNC additionnelles pour le gaz - Scénarios initial smart metering

Wallonie – CNC additionnelles [€ ₂₀₂₄]	2024	2025	2026	2027	2028
ORES - CNC additionnelles	3 709 444	4 630 843	3 253 665	4 014 281	4 857 129
ORES - Extension du réseau	1 165 257	2 323 603	3 423 776	4 511 810	5 576 857
ORES - Smart metering	2 544 187	2 307 240	-170 111	-497 529	-719 729
RESA - CNC additionnelles	2 082 884	2 610 004	1 516 749	1 915 727	2 294 309
RESA - Extension du réseau	661 572	1 315 264	1 916 027	2 446 115	2 945 457
RESA - Smart metering	1 421 312	1 294 741	-399 278	-530 389	-651 148
TOTAL des CNC additionnelles –	5 792 328	7 240 847	4 770 414	5 930 008	7 151 438

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 des GRD gaz ORES et RESA pour les années 2024 à 2028. Les coûts sont exprimés en €₂₀₂₄. 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 97. CNC additionnelles Gaz

Wallonie – CNC additionnelles extension réseau		2024	2025	2026	2027	2028
ORES	Amortissements additionnels [€ ₂₀₂₄]	973 009,33	966 987,18	926 634,53	918 243,99	903 756,87
	OPEX additionnelles [€ ₂₀₂₄]	192 247,80	191 358,39	173 538,64	169 790,48	161 290,24
	CNC additionnelles annuelles [€₂₀₂₄]	1 165 257,13	1 158 345,57	1 100 173,17	1 088 034,48	1 065 047,10
	CNI additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 [€₂₀₂₄]	1 165 257,13	2 323 602,70	3 423 775,87	4 511 810,34	5 576 857,45
RESA	Amortissements additionnels [€ ₂₀₂₄]	429 093,24	430 162,89	440 072,23	440 011,90	419 583,20
	OPEX additionnelles [€ ₂₀₂₄]	232 478,79	223 529,02	160 690,41	90 077,00	79 758,12
	CNC additionnelles annuelles [€₂₀₂₄]	661 572,02	653 691,92	600 762,65	530 088,90	499 341,33
	CNI additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 [€₂₀₂₄]	661 572,02	1 315 263,94	1 916 026,59	2 446 115,49	2 945 456,82
CNC additionnelles annuelles [€₂₀₂₄]		1 826 829,15	1 812 037,49	1 700 935,81	1 618 123,38	1 564 388,43
CNI additionnelles de l'année N depuis le 1er janvier 2024 [€₂₀₂₄]		1 826 829,15	3 638 866,64	5 339 802,46	6 957 925,83	8 522 314,26

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 98. Coûts unitaires utilisés Gaz - RESA

CONFIDENTIEL

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 99. Hypothèses Promogaz - RESA

CONFIDENTIEL



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

Tableau 100. 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. La trajectoire des longueurs additionnelles liées aux raccordements (« Trajectoire de raccordement ») est ensuite calculée sur base du produit entre le nombre de nouveaux raccordements annuel en BP et MP et une longueur de conduite moyenne par raccordement. Pour RESA, cette longueur moyenne n'ayant pas pu être déduite de la réponse à la question Q3 du questionnaire N°1, elle a été reprise des valeurs d'ORES pour la BP comme pour la MP :

- Longueur moyenne de conduite BP par raccordement : 2,7 m/#
- Longueur moyenne de conduite MP par raccordement : 6,4 m/#

La longueur L2 est ainsi calculée par différence entre la longueur L1 et la longueur additionnelle liée aux raccordements. Spécifiquement pour les conduites MP, la longueur de conduite L2 est subdivisée en 2 pour chaque type de matériaux utilisés : l'acier et le polyéthylène (PE). La clé de répartition utilisée pour effectuer cette subdivision est la proportion de l'évolution annuelle des réseaux MP PE et MP Acier par rapport à l'évolution totale du réseau MP (*Source : réponse de RESA à la question Q8 du questionnaire N°1*).

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 101. 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 102. 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. Pour tenir compte de la gratuité des branchements et du comptage, une proportion de 85% (identique à celle des branchements) est appliquée à la trajectoire de nouveaux branchements pour valoriser. Les 15% restant sont alors considérés comme financés par les tarifs non périodiques.

Tableau 103. 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. Les trajectoires de nouvelles cabines sont directement reprises de la réponse de RESA à la question Q8 du questionnaire N°1.

Tableau 104. CNC additionnelles cabines Gaz – RESA

CONFIDENTIEL

Enfin, ce dernier tableau présente le facteur de conversion des €₂₀₁₉ en €₂₀₂₄.

Inflation 2019-2024 (€2019 -> €2024)	8,37%
--	-------

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 105. 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 106. Hypothèses Promogaz – ORES

CONFIDENTIEL

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

Tableau 107. 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. La trajectoire des longueurs additionnelles liées aux raccordements (« Trajectoire de raccordement ») est ensuite calculée sur base du produit entre le nombre de nouveaux raccordements annuel en BP et MP et une longueur de conduite moyenne par raccordement. Cette longueur moyenne est déduite chez ORES de la réponse à la question Q3 du questionnaire N°1, pour la BP comme pour la MP :

- Longueur moyenne de conduite BP par raccordement : 2,7 m/#
- Longueur moyenne de conduite MP par raccordement : 6,4 m/#

La longueur L2 est ainsi calculée par différence entre la longueur L1 et la longueur additionnelle liée aux raccordements. 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 108. 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 aux nouvelles conduites.

Tableau 109. 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.

Tableau 110. 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. Les trajectoires de nouvelles cabines sont directement reprises de la réponse d'ORES à la question Q8 du questionnaire N°1.

Tableau 111. CNC additionnelles cabines Gaz - ORES

CONFIDENTIEL

Enfin, ce dernier tableau présente le facteur de conversion des €₂₀₁₉ en €₂₀₂₄.

Inflation 2019-2024 (€2019 -> €2024)	8,37%
--	--------------



3.4.1.3. Smart metering

Voir le paragraphe correspondant dans la section électricité.

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 résulte du calcul d'une trajectoire de l'enveloppe totale des CNC sur 2024-2028 de l'ensemble des GRD gaz. Cette trajectoire est calculée par l'ajout des CNC additionnelles sur la période 2024-2028 à une base de CNC calculée pour l'année 2024, hors coûts additionnels 2024, à partir des CNC réelles d'une année de référence ou d'une moyenne d'années de référence.

Nous avons pris l'hypothèse, que les CNC budgétées 2024 correspondaient aux CNC budgétées de 2023 exprimées en [€₂₀₂₃], augmentée de l'enveloppe CPS₂₀₂₃, exprimée en [€₂₀₂₃], en prenant en compte les spécificités suivantes :

Les CNC réelles des années 2020 et 2021 n'étant pas encore disponibles, nous avons procédé comme pour l'électricité : la base de CNC 2024 hors CNC additionnelles 2024 est établie à partir des CNC₂₀₂₃ [€₂₀₂₃], augmentée de l'enveloppe CPS⁹₂₀₂₃, exprimée en [€₂₀₂₃], en prenant en compte les spécificités suivantes :

- Pour ORES, la valeur du terme CPS₂₀₂₃ approuvée en 2018 est d'un montant de 10 860 078 € dont 4 330 318 € pour le projet de déploiement du comptage intelligent. Cette dernière valeur a été mise à zéro suite à la décision de la CWaPE d'arrêt du projet spécifique d'août 2018 de déploiement des compteurs intelligents : seule la part des CPS₂₀₂₃ hors comptage intelligent (promotion du gaz) a été conservée soit un montant de 6 529 760 € [€₂₀₂₃], auxquelles s'ajoutent les CNC₂₀₂₃ d'un montant de 116 829 081 € [€₂₀₂₃]. Le cas échéant, le montant définitif de CPS₂₀₂₃, qui serait approuvé par la CWaPE, devrait être intégré.

⁹ Pour Ores, les CPS 2023 liées au smart metering n'ayant pas été approuvées par la CWaPE, elles n'ont ici pas été prises en compte.



- Pour RESA, la valeur du terme CPS_{2023} approuvé, d'un montant de 3 550 837 € [€_{2023}], est intégrée. Le cas échéant, ce montant devra être adapté sur base du montant révisé des CPS_{2023} qui serait approuvé par la CWaPE ultérieurement.

Cette base de CNC, exprimée en [€_{2024}], est présentée dans le tableau ci-dessous. C'est la base de coût qui a été retenue à ce stade pour effectuer le calcul du FEC_G . Comme indiqué précédemment, la manière dont les CNC budgétées de 2024 seront déterminées sera définie dans la méthodologie tarifaire 2024-2028. Les chiffres renseignés ci-après sont dès lors indicatifs et le montant des CNC budgétés de l'année 2024 pourraient sensiblement différer des chiffres présentés dans ce tableau.

Tableau 112. Base de coût 2024 utilisée pour le calcul du FEC_G

CNC ₂₀₂₄ (hors coûts additionnels 2024) [€_{2024}]	
ORES	125 301 742,75
RESA	55 653 790,65
TOTAL	180 955 533,40

Source : décisions d'approbation des revenus autorisés des GRD, analyse Schwartz and Co

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 $[\text{CNC}(N)/\text{CNC}(N-1)-1]*100\%$, 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 +0,085 % (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 [€ ₂₀₂₄]	1 826 829	3 638 867	5 339 802	6 957 926	8 522 314
Smart metering [€ ₂₀₂₄]	3 903 111	3 473 502	-709 197	-1 179 242	-1 533 772
Total des CNC additionnelles [€₂₀₂₄]	5 729 940	7 112 368	4 630 606	5 778 684	6 988 543
Enveloppe totale estimée des CNC [€₂₀₂₄]	186 685 473	188 067 902	185 586 139	186 734 217	187 944 076
<i>Évolution</i>		+ 0,741%	- 1,320%	+ 0,619%	+ 0,648%
Enveloppe totale estimée LISSEE des CNC [€₂₀₂₄]	186 685 473	186 844 382	187 003 426	187 162 606	187 321 920
FEC_G	+ 0,085%				

Dans le cadre du scénario initial smart metering, le FEC_G lissé est évalué à +0,103 % (voir tableau suivant).

Tableau 114. Calcul du FEC_G – Scénario initial smart metering

Wallonie - FEC _E	2024	2025	2026	2027	2028
Extension du réseau [€ ₂₀₂₄]	1 826 829	3 638 867	5 339 802	6 957 926	8 522 314
Smart metering [€ ₂₀₂₄]	3 965 499	3 601 981	-569 388	-1 027 918	-1 370 877
Total des CNC additionnelles [€₂₀₂₄]	5 792 328	7 240 847	4 770 414	5 930 008	7 151 438
Enveloppe totale estimée des CNC [€₂₀₂₄]	186 747 862	188 196 381	185 725 948	186 885 541	188 106 971
<i>Évolution</i>		+ 0,776%	- 1,313%	+ 0,624%	+ 0,654%
Enveloppe totale estimée LISSEE des CNC [€₂₀₂₄]	186 747 862	186 940 006	187 132 349	187 324 889	187 517 627
FEC_G	+ 0,103%				



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, 1 GRD a un FEC individuel supérieur au FEC global (ORES) et 1 GRD a un FEC individuel inférieur au FEC global (RESA), ce qui signifie que dans le cadre d'un mécanisme basé sur le FEC global, ORES verrait ses coûts sous-couverts par le revenu autorisé tandis que RESA 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 $FEC_G - FEC_{G,i}$
FEC gaz global (FEC_G)		0,085%	-
FEC gaz individuel ($FEC_{G,i}$)	ORES	0,141%	-0,056%
	RESA	-0,040%	0,125%

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

		FEC	Ecart $FEC_G - FEC_{G,i}$
FEC gaz global (FEC_G)		0,103%	-
FEC gaz individuel ($FEC_{G,i}$)	ORES	0,148%	-0,046%
	RESA	0,001%	0,102%

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

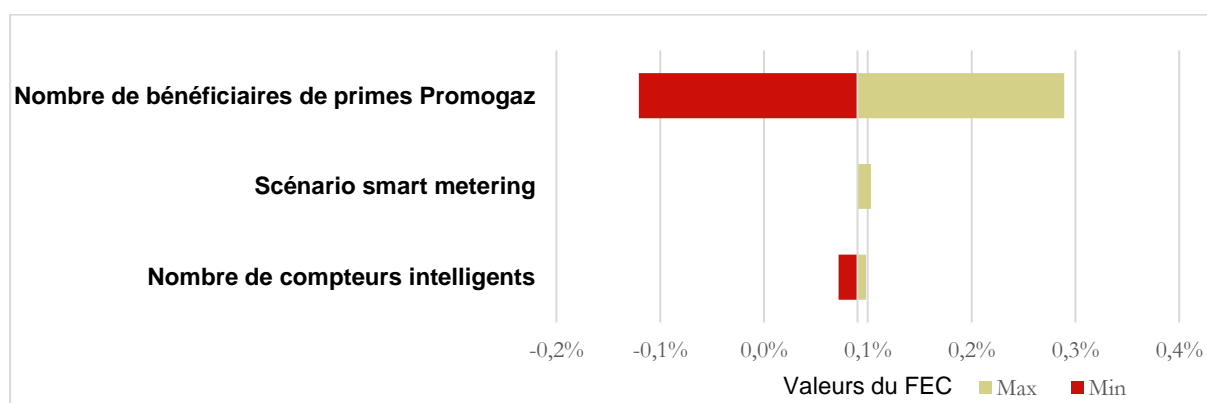


L'analyse de la sensibilité du FEC_G établit la valeur du FEC_G pour chaque paramètre variant entre sa valeur « Min » et sa valeur « Max », les autres paramètres restant fixés sur leur valeur de base. Ces valeurs sont données dans le tableau ci-dessous et illustrées sur la figure suivante. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

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	-0,121%	0,085%	0,289%
Nombre de compteurs intelligents	0,072%	0,085%	0,098%
Scénario smart metering	0,085%	0,085%	0,103%

Figure 2. Illustration de la sensibilité du FEC_G aux paramètres sélectionnés



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

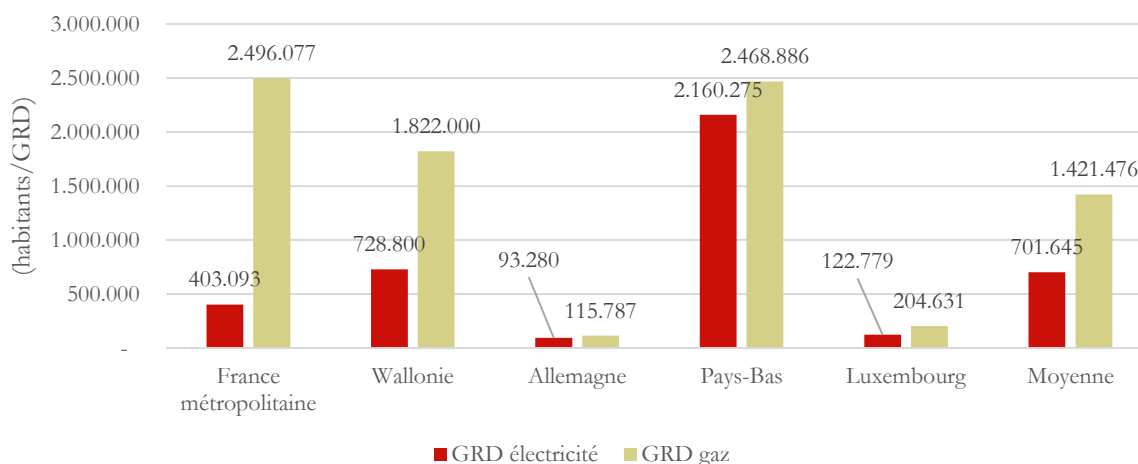


l'électricité et du gaz en Région wallonne. Par ailleurs, la mise en commun de certaines activités entre tous les GRD pourrait également améliorer l'efficacité individuelle de chaque GRD (achats groupés de matériel et de systèmes informatiques, implémentation et exploitation de systèmes informatiques 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 3. 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

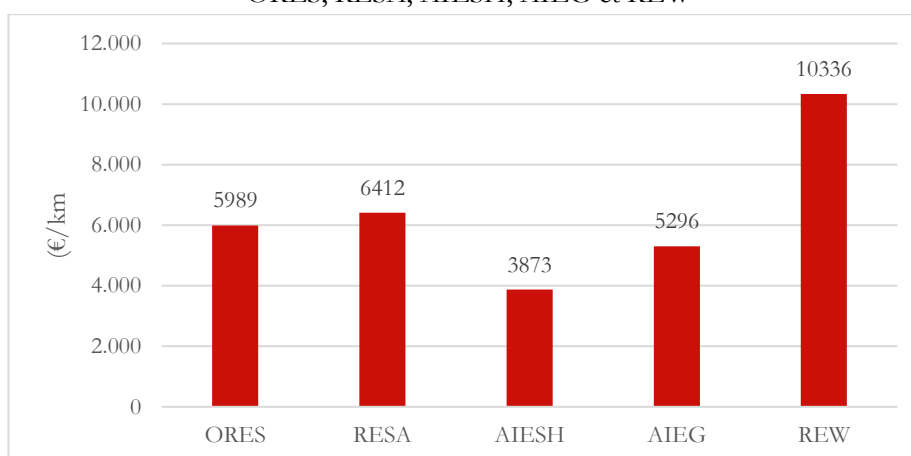
Efficacité économique des GRD en fonction de leur taille

Un GRD de taille importante n'est pas systématiquement plus efficient 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.

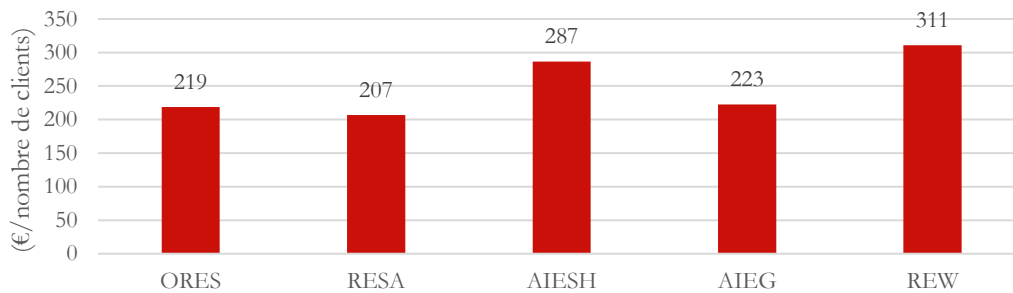
Figure 4. Ratio des charges nettes contrôlables réalisées en 2019 divisées par la longueur du réseau pour ORES, RESA, AIESH, AIEG et REW



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



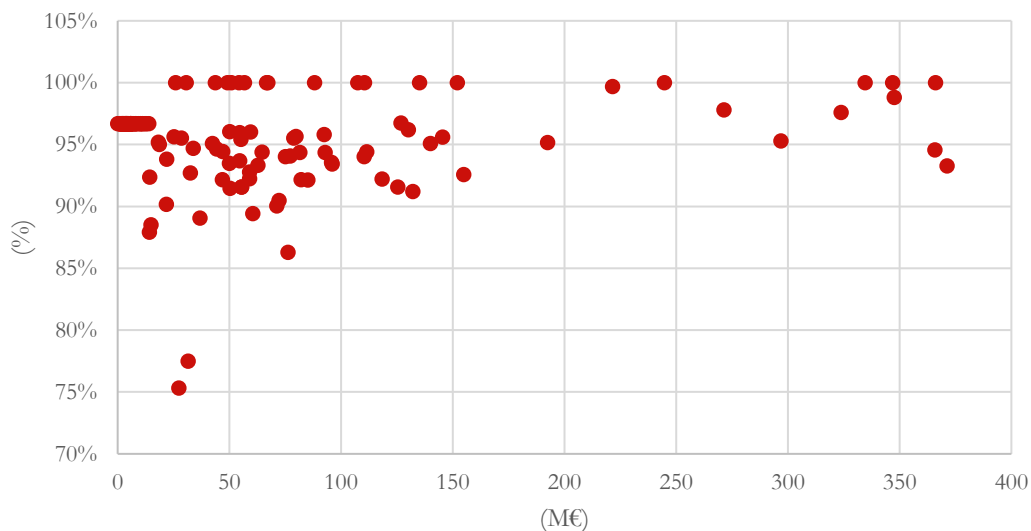
Figure 5. Ratio des charges nettes contrôlables réalisées en 2019 divisées par le nombre de clients pour ORES, RESA, AIESH, AIEG et REW



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.

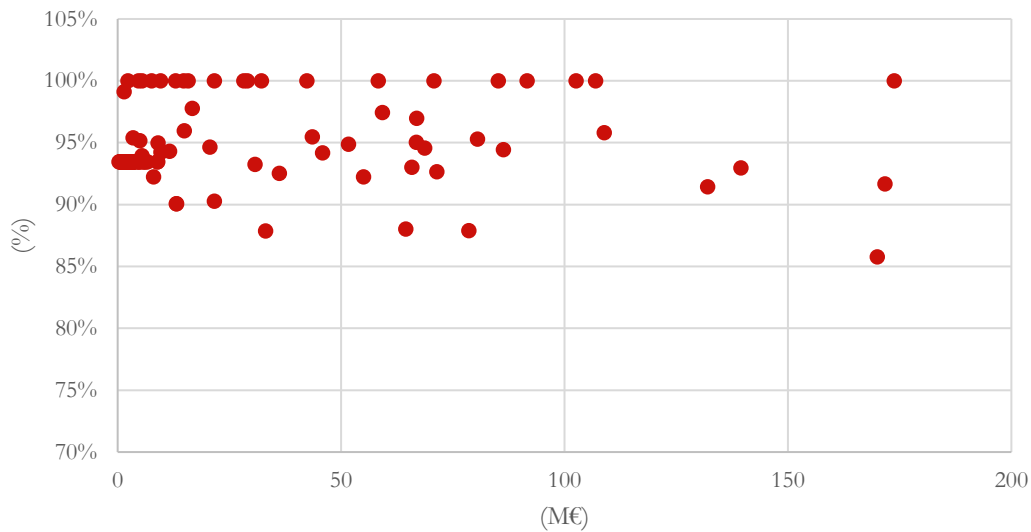
Figure 6. Efficacité des GRD allemands d'électricité par rapport à leur revenu autorisé en 2019 (pour les GRD ayant un revenu autorisé inférieur à 400 M€)



Source : Analyse Schwartz and Co basées sur la base des données de transparence publiées par la BNetzA au 1^{er} septembre 2020 (ARegV31Tabelle_2020_geschwaerzt)



Figure 7. 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^{er} 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
$$L2(A,N)=L1(A,N)-NBRCT(NTA,N)*LURCT(A) ; \text{ pour } N>2019$$

Avec

- $NBRCT(NTA,N)$: nombre de nouveaux raccordements en année N sur le niveau de tension de l'actif A (*source : réponse des GRD au questionnaire N°1, question Q1*)
- $LURCT(A)$: longueur moyenne de l'actif A par raccordement du niveau de tension de l'actif A, calculée comme la moyenne sur les années 2017 à 2019 pour les années où les données sont disponibles (*source : réponse des GRD au questionnaire N°1, question Q2*):
$$LURCT(A)=\text{SOMME}(LRCT(A,i))/\text{SOMME}(NBRCT(NTA,i)) \text{ pour l'année } i \text{ appartenant à } [2017,2018,2019] \text{ avec des données disponibles en } i, \text{ avec}$$
 - $LRCT(A,i)$: la longueur d'actif A comptabilisée dans les nouveaux raccordements en année i (*source : réponse des GRD au questionnaire N°1, question Q2*)
 - $NBRCT(NTA,i)$: nombre de nouveaux raccordement en année i sur le niveau de tension de l'actif A (*source : réponse des GRD au questionnaire N°1, question Q1*)



- LCV(lignes BT/MT,N) : longueur de lignes BT/MT converties en câbles BT/MT en année N :

- Pour N de 2017 à 2019 :

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

Avec LEXTQ9Q10(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 :

- $L4R(\text{lignes BT/MT}, N) = LEXTQ9Q10(\text{lignes BT/MT},N)$
- $L4HR(\text{lignes BT/MT},N) = \max(0 ; L3(\text{lignes BT/MT},N) - L4R(\text{lignes BT/MT},N))$

- Pour les câbles BT/MT :

- Si $L3(\text{câbles BT/MT},N) - LEXTQ9Q10(\text{câbles BT/MT},N) < 0$, alors :
 - $L4R(\text{câbles BT/MT},N) = L3(\text{câbles BT/MT},N)$
 - $L4HR(\text{câbles BT/MT},N) = 0$
- Si $L3(\text{câbles BT/MT},N) - LEXTQ9Q10(\text{câbles BT/MT},N) \geq 0$, alors :



- $L4R(\text{câbles BT/MT},N) = LEXTQ9Q10(\text{câbles BT/MT},N)$
- $L4HR(\text{câbles BT/MT},N) = L3(\text{câbles BT/MT},N) - L4R(\text{câbles BT/MT},N)$
- 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)**

$X2(A) = \text{SOMME}(LEXTQ9Q10(A,N)) / \text{SOMME}(LEXTPA(A,N))$ 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 :

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



/ [longueur(A,2017)(Q9)+longueur(A,2017)(Q10)+
longueur(A,2018)(Q9)+longueur(A,2018)(Q10)+
longueur(A,2019)(Q9)+longueur(A,2019)(Q10)]

Avec :

- investissement brut en extension actif A en année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1 : 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 : 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 : 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 : longueur(A,N)(Q10)
- recettes extension actif A en année N renseignées par les GRD en réponse à la question Q10 : 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

$$\text{CUHR}(A) = \frac{[(1+I_{2018}) \cdot (1+I_{2019}) \cdot (\text{investissementPAEXT}(A,2017) + (1+I_{2019}) \cdot \text{investissementPAEXT}(A,2018))]}{[\text{longueurPAEXT}(A,2017) + \text{longueurPAEXT}(A,2018)]}$$

Avec :

- investissement brut en extension actif A en année N dans le plan d'adaptation : investissementPAEXT(A,N)
- quantité en extension renseignée actif A en année N dans le plan d'adaptation : 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



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

Avec :

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

CUCA =

$$\begin{aligned} & [(1+I_{2018}) * (1+I_{2019}) * (\text{investissementAD}(\text{câbles MT},2017)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2017)(Q10)) + (1+I_{2019}) * \\ & (\text{investissementAD}(\text{câbles MT},2018)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2018)(Q10)) + \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2019)(Q9) + \\ & \text{investissementAD}(\text{câbles MT},2019)(Q10)] \\ & / [\text{longueurAD}(\text{câbles MT},2017)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2017)(Q10) + \\ & \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2018)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2018)(Q10) + \\ & \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2019)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{câbles MT},2019)(Q10)] \end{aligned}$$

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 =

$$\begin{aligned} & [(1+I_{2018}) * (1+I_{2019}) * (\text{investissementAD}(\text{lignes MT},2017)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT},2017)(Q10)) + (1+I_{2019}) * \\ & (\text{investissementAD}(\text{lignes MT},2018)(Q9) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT},2018)(Q10)) + \text{investissementAD}(\text{lignes MT},2019)(Q9) + \\ & \text{investissementAD}(\text{lignes MT},2019)(Q10)] \\ & / [\text{longueurAD}(\text{lignes MT},2017)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT},2017)(Q10) + \\ & \text{longueurAD}(\text{lignes MT},2018)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT},2018)(Q10) + \\ & \text{longueurAD}(\text{lignes MT},2019)(Q9) + \text{longueurAD}(\text{lignes MT},2019)(Q10)] \end{aligned}$$

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 : $\text{longueurAD}(A, N)(Q10)$