



**Rapport de consultation sur le rapport intermédiaire (fin de phase
1) de Schwartz and Co relatif à l'étude des évolutions macro-
économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz
(lot 1)**

AIEG

28 janvier 2021

Version publique

Préparé par : Schwartz and Co, la CWaPE



SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJECTIF.....	3
2. REPONSES AUX REMARQUES D’AIEG	4
2.1. Impact sur les réseaux de distribution	4
2.2. Evolution du périmètre d’activité des GRD	4
2.3. Questionnaires GRD de Schwartz and Co.....	5
2.4. Partage des opérations de retraitement des données	6
2.5. Charges nettes contrôlables (CNC).....	7
2.6. Montant estimé du FEC	10
2.7. FEC global versus FEC individuel	10
2.8. Actualisation de l’étude.....	11
2.9. Smartgrid et investissements informatiques	11
3. ANNEXE 1 - METHODOLOGIE DE CALCUL DES COUTS ADDITIONNELS RELATIFS A L’EXTENSION DES LIGNES ET CABLES DU RESEAU PAR GRD	13
3.1. Principe général.....	13
3.2. Etape 1 : calcul des longueurs d’extension de réseau et de conversion des lignes MT en câble MT ..	13
3.3. Etape 2 : calcul des coûts additionnels.....	16
3.4. Détail des calculs dans le cas de l’AIEG	19
4. ANNEXE 2 – CALCUL DES CNC ADDITIONNELLES RELATIVES AU SMART METERING ELECTRICITE	19



1. Contexte et objectif

Ce document répond aux remarques formulées par le GRD AIEG sur le rapport intermédiaire du cabinet Schwartz and Co relatif à l'étude des évolutions macro-économiques des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz (lot 1), qui propose un facteur d'évolution des coûts de l'ensemble des GRD actifs en Région wallonne pour la période régulatoire 2024-2028.

Faisant suite à cet échange contradictoire formel et considérant que d'une part, les remarques ont toutes fait l'objet d'une réponse circonstanciée et détaillée, et d'autre part, qu'il n'y a pas de points bloquants, le cabinet Schwartz and Co est à même d'intégrer les remarques et de finaliser le rapport intermédiaire susmentionné.



2. Réponses aux remarques d'AIEG

2.1. Impact sur les réseaux de distribution

Remarques d'AIEG (p2)

L'Allemagne, pionnière en matière de transition énergétique en Europe, a connu une hausse importante de ses tarifs GRD suite à la nécessité de renforcer son réseau pour intégrer davantage d'énergies renouvelables intermittentes. Les coûts prévisionnels de renforcement de réseau en Allemagne suite à la transition énergétique sont régulièrement réévalués à la hausse. On ne peut donc sous-estimer l'impact du coût de la transition énergétique sur les réseaux de distribution. La Commission européenne a d'ailleurs évalué à 700 milliards d'euros le coût global de la transition énergétique, dont 450 milliards d'euros nécessaires à l'adaptation des réseaux électriques. Il serait utile que le rapport rappelle ce contexte.

Réponse aux remarques d'AIEG

Le rapport intermédiaire traite largement des implications de la transition énergétique sur les secteurs de la distribution d'électricité et de gaz en Région wallonne.

Le questionnaire transmis aux GRD aborde les nombreux sujets de la transition énergétique à savoir le développement des UPD, la mobilité électrique, la flexibilité, le déplacement des charges, l'efficacité énergétique, etc. Ces sujets ont également été discutés avec les GRD au cours des réunions bilatérales en juin 2020.

Les mesures concernant la flexibilité ont également prises en compte dans les scénarios sous-jacents au FEC. La CWaPE a également précisé son ambition en matière de flexibilité et d'utilisation rationnelle du réseau par la mise en place d'outils d'incitation à la flexibilité.

Précisions apportées dans le rapport final

Le rapport final précisera que les thématiques liées à la transition énergétique ont été abordées et ont bien été intégrées dans le FEC.

2.2. Evolution du périmètre d'activité des GRD

Remarques d'AIEG (p2)

Il conviendrait de préciser dans l'étude que le calcul du FEC part de l'hypothèse que le périmètre d'activité des GRD wallons sur la période 2024-2028 ne sera pas différent qu'actuellement (2019-2023).

Réponse aux remarques d'AIEG

Les éventuels changements de périmètre des missions des GRD seront pris en compte dans le calcul du FEC et plus largement dans le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



2.3. Questionnaires GRD de Schwartz and Co

Remarques d'AIEG (p3)

Le questionnaire comportait de nombreuses données à remplir par les GRD sans que les concepts sous-tendant les données (ex. pointe de charge) aient été préalablement définis, ce qui peut être source de divergence d'interprétation dans le chef des GRD et donc donner lieu à des résultats biaisés. Par ailleurs, certaines données peuvent également être basées sur des hypothèses propres à chaque GRD.

Nous plaillons pour une définition plus précise des principaux concepts en concertation avec les GRD afin d'assurer une convergence d'interprétation et ainsi permettre aux GRD de réviser certaines données communiquées. Cela devrait permettre de réduire les disparités constatées entre GRD.

Concernant l'évolution des coûts unitaires d'exploitation (hors indice santé), ceux-ci ont effectivement tendance à augmenter compte tenu des accords sociaux prévoyant certaines hausses barémiques automatiques.

Réponse aux remarques d'AIEG

Le rapport intermédiaire se base sur les données et informations communiquées par les différents GRD, sur la base d'un questionnaire détaillé préparé par Schwartz and Co. Nous avons discuté des hypothèses, données et définitions avec chaque GRD lors des réunions bilatérales en juin 2020 et à travers différents échanges ultérieurs afin de bien comprendre les informations transmises mais nous n'avons pas procédé à une harmonisation des données.

A titre d'exemple, les extensions proposées par les GRD relèvent de la meilleure estimation de chaque GRD concernant l'évolution de son propre réseau. Nous avons vérifié la cohérence des réponses des GRD avec leur historique, ce qui est bien le cas, mais il n'appartient pas à Schwartz and Co de chercher à harmoniser les hypothèses prises par les GRD. En effet, l'exercice visait ici à ce que chaque GRD, à travers la connaissance approfondie de son réseau et de son environnement, chiffre sa vision de l'évolution de ce dernier. Pour cela, chaque GRD a utilisé des hypothèses qui lui sont propres, mais qui doivent refléter au mieux sa vision de son propre réseau et se rapprocher ainsi au plus près de la réalité future.

Dans le questionnaire N°1, question Q13, alors que l'opportunité était offerte à l'AIEG de chiffrer une évolution (hors indice santé) des coûts unitaires d'exploitation, aucun élément de réponse n'a été formulé à ce sujet. Par ailleurs, l'évolution des salaires constitue du business as usual et est couverte par l'inflation plus les améliorations de productivité du GRD, comme il se doit dans une régulation de type revenue cap. Le FEC ne prend donc pas en compte l'évolution des salaires qui pourrait être le résultat des accords sociaux mentionnés.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant.



2.4. Partage des opérations de retraitement des données

Remarques d'AIEG (p3)

Notre deuxième remarque méthodologique a trait au retraitement par le consultant des données communiquées par les GRD. Les GRD n'ont aucune vue sur les retraitements effectués par le consultant (boîte noire), de telle sorte qu'ils n'arrivent pas sur base de leurs propres chiffres à corroborer les chiffres relatifs à leur GRD communiqués dans le rapport. Cela pose bien entendu un problème fondamental, ne fût-ce qu'en terme de transparence.

Nous demandons au consultant de bien vouloir partager ses opérations de retraitement afin de permettre aux GRD une vérification des données du rapport. A ce stade, les GRD ne sont absolument pas en mesure de valider les chiffres du rapport intermédiaire.

Réponse aux remarques d'AIEG

L'objectif de la concertation sur le rapport intermédiaire n'était pas que les GRD contrôlent l'exactitude des formules de calcul de la société Schwartz and Co dont l'expertise dans ce type d'exercice n'est plus à démontrer. L'objectif de la concertation est que d'une part les GRD puissent comprendre et challenger les hypothèses sous-jacentes des scénarios élaborés par Schwartz and Co et d'autre part, que les GRD puissent se prononcer sur la pertinence du résultat de l'étude au regard de leurs propres projections financières à l'horizon 2024-2028. La CWaPE constate que l'AIEG n'avance pas d'éléments précis qui contredisent le résultat de l'étude.

La CWaPE a mandaté la société Schwartz and Co pour réaliser une analyse objective de l'évolution des coûts des GRD induite par des facteurs exogènes liés à l'évolution des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz et en particulier liés à l'impact de la transition énergétique. La CWaPE souhaite que les futurs revenus autorisés des GRD tiennent compte des évolutions environnementales et structurelles du secteur de la distribution et ne soient pas uniquement le reflet des coûts historiques.

La société Schwartz and Co a analysé de façon fine et détaillée les coûts historiques et les projections des GRD afin d'établir le montant des coûts contrôlables additionnels nécessaires aux GRD pour accomplir leurs missions au cours de la période régulatoire 2024-2028. De cette estimation, société Schwartz and Co en a déduit un facteur d'évolution des coûts pour les années 2025 à 2028.

Cette étude constitue une base d'information parmi d'autres qui sera utilisée pour l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2024-2028. Le facteur d'évolution des coûts est un des paramètres dimensionnant du revenu autorisé au même titre que d'autres éléments tels que le facteur d'indexation, le facteur d'efficacité ou le facteur de qualité. L'ensemble de ces facteurs seront analysés et feront certainement encore l'objet d'échange entre la CWaPE et les GRD dans les prochains mois.



Les données transmises par les GRD ont été peu retraitées. Pour le calcul des CNC additionnelles liées l'extension des câbles et des lignes notamment, Schwartz and Co a bien effectué des retraitements. Les trajectoires de volumes utilisées par Schwartz and Co dans le rapport intermédiaire se basent sur les réponses de l'AIEG à la question Q15. Elles sont retranchées d'une part par les extensions liées aux raccordements et d'autre part les conversions ligne-câble. Ces éléments sont détaillés en page 23 du rapport intermédiaire.

L'annexe 1 au présent rapport de consultation détaille la méthode de détermination des CNC additionnelles relatives aux extensions du réseau ainsi que son application au cas spécifique de l'AIEG. Cette méthode comprend des amendements, par rapport à celle utilisée pour le rapport intermédiaire, qui tiennent compte des échanges avec les GRD et la CWaPE dans le cadre de cette consultation.

L'annexe 2 au présent rapport détaille le calcul des CNC additionnelles relatives au smart metering électricité sur la base du business case d'AREWAL. Les chiffres présentés dans cette annexe correspondent à ceux présentés dans le rapport final et tiennent donc compte des ajustements apportés à la modélisation au cours de la seconde phase de l'étude.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant.

2.5. Charges nettes contrôlables (CNC)

Remarques d'AIEG (p3)

Dans la méthodologie tarifaire actuelle (2019-2023), les coûts des projets spécifiques (CPS) viennent en sus des charges nettes contrôlables (CNC) tandis que le consultant suggère d'intégrer dans la prochaine période régulatoire l'ensemble des CPS dans les CNC.

Nous ne comprenons pas le changement de logique tarifaire impliquant que le facteur d'efficacité individuel du GRD doit également s'appliquer sur les charges nettes liées aux immobilisations (CNI); ces dernières étant en effet, par définition, sur la période régulatoire concernée, la résultante de prise de décisions du passé par le GRD. Le GRD n'a aucun moyen d'influencer ces CNI à la baisse sur une période régulatoire donnée. La plupart des actifs du GRD sont amortis sur des périodes de 33 ans et 50 ans. Concernant la période de référence des CNC de la première année de la période régulatoire, c'est-à-dire 2024, nous sommes d'avis que les années 2019 et 2020 devraient être exclues étant donné les considérations suivantes :

- De manière générale, dans un système de Revenu Cap, les coûts de la période régulatoire ont tendance à être décalés vers la deuxième partie de la période régulatoire ; le temps aux projets de se mettre en œuvre ;
- L'année 2020 a été quant à elle fortement impactée par la crise sanitaire sans précédent à laquelle nous faisons face. Certains chantiers ont été mis à l'arrêt durant le premier confinement, notamment les interventions devant avoir lieu au domicile de nos clients, et nous ne connaissons pas encore les impacts à l'heure d'aujourd'hui du deuxième



confinement qui vient de débiter. Nous pensons également que l'année 2021 sera impactée au même titre que 2020 par la crise COVID.

- Il nous semble à priori préférable de calculer le CNC de la première année de la période de régulation (2024) sur base d'une moyenne des coûts réels de plusieurs années consécutives de la période 2019- 2024 plutôt que sur une seule année de référence.

Le consultant, en accord avec la CWaPE, n'a pas retenu à ce stade les investissements additionnels pour la « smartisation » du réseau en partant du postulat qu'il revient au GRD de prendre la décision d'investissement sur son budget BAU sur base d'un calcul de rentabilité interne.

Les retours d'expérience de divers projets de smart grids montrent que pour l'instant les équipements de pilotage bénéficient davantage à la collectivité et aux nouveaux acteurs mais pas aux GRD. L'approche adoptée dans le rapport ne nous semble pas « neutre » du tout et contraire au rôle de facilitateur de marché que la Région wallonne souhaite faire jouer aux GRD. La transition énergétique nécessite des coûts additionnels transitoires et la régulation tarifaire ne doit pas freiner l'innovation.

Réponse aux remarques d'AIEG

Le rapport intermédiaire soumis aux GRD porte exclusivement sur le facteur d'évolution des coûts et ne concerne pas le facteur d'efficience qui fait l'objet du lot 2 du marché conclu avec la société Schwartz and Co. Les GRD ont déjà eu l'occasion d'exprimer leurs remarques sur le rapport intermédiaire du lot 2. Les remarques de l'AIEG concernant la base de coûts sur laquelle le facteur d'efficience s'applique sont dès lors hors sujet.

La CWaPE veillera lors de l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2024-2028, et la décision y relative, à respecter les principes définis par le décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité ainsi que le décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD et notamment les articles 4, 15° et 17° de ce décret qui prévoient respectivement que *« toute méthode de contrôle des coûts reposant sur des techniques de comparaison tient compte des différences objectives existant entre gestionnaires de réseau de distribution et qui ne peuvent être éliminées à l'initiative de ces derniers. Toute décision utilisant des techniques de comparaison des coûts tient compte de la qualité des services rendus et est basée sur des données homogènes, transparentes et fiables. Toute comparaison avec d'autres gestionnaires de réseau est réalisée entre des sociétés ayant des activités similaires et opérant dans des circonstances analogues »* et *« 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 »*.

A ce stade de la réflexion, la CWaPE envisage que la formule de calcul du revenu autorisé inclut un facteur d'évolution des coûts, un facteur d'indexation, un facteur d'efficience et un facteur de qualité.



Le niveau des charges contrôlables de la première année de la période régulatoire est un des éléments primordiaux de la méthodologie tarifaire. La CWaPE ne s'est pas encore prononcée à ce stade sur la ou les années de référence qui seront utilisées pour calculer le niveau des charges contrôlables de l'année 2024. Elle examinera les différentes possibilités et choisira l'option la plus objective et la plus représentative possible de la réalité pour l'ensemble des GRD.

La CWaPE ne partage par contre pas l'idée pour la période régulatoire 2019-2023 que dans un système de Revenue Cap, les coûts de la période régulatoire ont tendance à être décalés vers la deuxième partie de la période régulatoire pour permettre aux projets de se mettre en œuvre. Dans la période régulatoire actuelle, cela reviendrait à dire que les budgets relatifs à l'année 2019 et ayant servis de base au calcul du revenu autorisé seraient surévalués et devraient donc être revus à la baisse si cela devait être le cas.

Concernant les investissements liés au smart grid et la « smartisation du réseau », la CWaPE est consciente que le développement des productions décentralisées à partir de source d'énergie renouvelable, les nouveaux usages énergétiques (véhicules électriques, CNG, pompes à chaleur, air conditionné, etc.) ainsi que les nouvelles technologies (compteurs communicants, objets connectés) sont rendues inéluctable par la transition énergétique. Cette transition offre de nouvelles opportunités pour les acteurs de marché mais également de nouveaux défis à relever notamment pour les gestionnaires de réseau de distribution qui voient leur métier évoluer.

L'objectif de l'étude sur l'évolution macro-économique des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz est justement d'objectiver et de chiffrer les coûts additionnels des GRD induits par des facteurs exogènes liés notamment à la transition énergétique.

Le smart grid est un outil à la disposition des GRD pour permettre de gérer plus efficacement les évolutions induites par la transition énergétique et les demandes de flexibilité. Vu ainsi, le smart grid ne peut pas être considéré comme une finalité en soi mais un moyen. Dès lors, les investissements smartgrid doivent nécessairement apporter des gains au GRD au niveau de la gestion des réseaux et dès lors *in fine* des économies de coûts d'investissements ou de coûts opérationnels. Les investissements smartgrid n'ont pas d'intérêt s'ils complexifient la gestion des réseaux sans améliorer l'efficacité de celle-ci. Ce dernier élément est essentiel puisque en effet le facteur d'évolution des coûts, dans la mesure où il serait intégré dans la prochaine méthodologie tarifaire, doit permettre, de manière raisonnable, aux gestionnaires de réseaux de distribution de financer l'exercice des obligations légales et réglementaires qui leur incombent de la manière la plus avantageuse par rapport aux coûts (voir Art 4 §2 2° du décret tarifaire).

Enfin, les GRD n'ont à ce jour pas encore apporté la démonstration d'un bénéfice significatif du smart grid pour l'URD ou pour les autres acteurs du marché.

Il nous apparaît que le traitement d'un volume grandissant de données et la communication de données avec des tiers fait partie d'une évolution généralisée des sociétés et de la digitalisation, à



anticiper et à traiter déjà aujourd'hui. Tous ces investissements ne font pas partie du scope du FEC et sont à considérer dans le BAU.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant.

2.6. Montant estimé du FEC

Remarques d'AIEG (p4)

Le FEC global pour l'électricité varie de + 0,191%/an à 0,222%/an entre le scenario de référence et le scenario haut. Dans le scenario de référence, l'enveloppe totale des CNC additionnels varierait de +/- 10 M€ en 2024 à +/- 13 M€ en 2028 par rapport à une enveloppe totale estimée des CNC de 480 M€ en 2024.

Ce pourcentage est particulièrement peu élevé et la différence entre le scenario de référence et le scenario haut est insignifiant. L'impact du coût de la transition énergétique sur les réseaux de distribution est à notre avis sous-estimé.

Réponse aux remarques d'AIEG

La CWaPE renvoie à la réponse du point 2.1 concernant l'impact de la transition énergétique.

Le FEC a été calculé de manière objective, y inclus pour les scénarios d'évolution de la pointe proposés par RESA (hors scénario haut de RESA, que nous jugeons irréaliste) et ORES et les scénarios initiaux pour le smart metering.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant.

2.7. FEC global versus FEC individuel

Remarques d'AIEG (p4)

La méthodologie tarifaire pour la période réglementaire 2024-2028 intègrera un facteur d'efficacité individuel par GRD au lieu d'un facteur d'efficacité global. Dans la mesure où le dimensionnement du réseau diffère d'un GRD à l'autre, nous sommes favorables à l'option du FEC individuel par GRD plutôt qu'un FEC global pour l'ensemble des GRD. Un FEC global pourrait donner lieu à un effet d'aubaine pour certains GRD.

Réponse aux remarques d'AIEG

Le cahier des charges prévoit que l'étude sur l'évolution macro-économique des secteurs de la distribution d'électricité et de gaz établisse *in fine* un facteur global d'évolution des coûts pour chaque fluide. Pour parvenir à déterminer ce facteur global, la société Schwartz and Co a d'abord calculé le facteur d'évolution des coûts individuel pour chaque GRD wallon. Par souci de transparence, la société Schwartz and Co, après avis de la CWaPE, a décidé de publier ces facteurs



individuels dans le rapport intermédiaire de façon à ce que les GRD puissent se situer par rapport au facteur global d'évolution des coûts. Comme indiqué au point **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** du présent rapport, cette étude fait partie des travaux préparatoires à la méthodologie 2024-2028 dont les résultats feront l'objet d'échanges ultérieurs avec les GRD notamment lors de la concertation sur le projet de méthodologie tarifaire 2024-2028. A ce stade, la CWaPE ne peut présager de l'option (facteur d'évolution des coûts individuel versus global) qui sera retenue dans la méthodologie tarifaire 2024-2028. La CWaPE note d'ores et déjà que tous les GRD ne partagent pas le même avis sur cette question.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant

2.8. Actualisation de l'étude

Remarques d'AIEG (p5)

L'UE est déterminée à revoir à la hausse ses ambitions en matière énergétique et climatique avec une électrification croissante des usages. En Belgique, le nouveau gouvernement veut éliminer les voitures de société alimentées aux carburants fossiles, à partir de 2026.

En Région wallonne, un travail d'actualisation des objectifs et des mesures sera exécuté pour répondre aux engagements de la Déclaration de Politique régionale, dont l'atteinte des -55% d'émission de gaz à effet de serre par rapport à 1990. Ce travail reposera sur un processus de consultation qui sera initié fin 2020, avec pour finalité l'adoption d'un nouveau PACE fin 2021.

Dans ce contexte, il nous semble important que la méthodologie tarifaire 2024-2028 se base sur un calcul le plus actualisé possible du FEC. Nous recommandons à la CWaPE de prévoir une actualisation des résultats de l'étude début 2022, ne fût-ce qu'également pour mettre à jour l'estimation des coûts additionnels relatifs aux projets de déploiement des compteurs intelligents.

Réponse aux remarques d'AIEG

Si avant l'adoption de la méthodologie tarifaire 2024-2028, certains événements exogènes tels que de nouveaux objectifs/mesures adoptés par le Gouvernement wallon en matière climatique ou énergétique devaient impacter significativement les activités des GRD, la CWaPE pourrait envisager de mettre à jour le calcul du facteur d'évolution des coûts. Il faudrait pour ce faire que les GRD démontrent que le revenu autorisé tel que déterminé par le projet de méthodologie tarifaire ne permet pas aux GRD de remplir ses missions et obligations légales.

En tout état de cause, cette remarque n'impacte pas la finalisation de ce rapport à la date actuelle.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant.

2.9. Smartgrid et investissements informatiques



Remarques d'AIEG (p5)

Nous déplorons également le fait que les évolutions en termes de smartgrid et investissements informatiques aient été exclus de l'analyse. En gaz, la non prise en compte de l'injection de biométhane nous semble également incorrecte car le cadre réglementaire actuel nous impose d'accepter toute injection.

Réponse aux remarques d'AIEG

Nous renvoyons à la réponse apportée au point 2.5.

Pour les CER, le rôle du GRD n'est à priori pas de mettre en place un EMS CER, donc il n'y a pas lieu de considérer des systèmes IT additionnels mais certainement, le besoin d'échange de données avec des tiers.

Les investissements IT relatifs au smart metering sont par ailleurs également pris en compte dans le FEC.

Enfin, nous nous étonnons de la remarque d'AIEG sur l'injection de biométhane, AIEG n'étant pas un gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel. Il s'agit sans doute d'une erreur.

Précisions apportées dans le rapport final

Néant



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

3.1. Principe général

Le calcul des coûts additionnels relatifs à l'extension des lignes et câbles du réseau est réalisé pour tous les GRD selon la méthodologie de base en 2 étapes décrite aux paragraphes 3.2 et 3.3.

En cas de données non disponibles ou manifestation erronées, des données alternatives ont été utilisées et documentées.

Le paragraphe 3.4 **Erreur! Source du renvoi introuvable.** décrit l'application de cette méthodologie au cas spécifique de l'AIEG.

Le calcul des coûts unitaires relatifs aux plans d'adaptation a été fait sur 2017-2018 pour le rapport intermédiaire.

3.2. Etape 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
- $L_0(A,N)$: longueur totale de l'actif de type A au 31/12/N (*Source : réponse des GRD à la question Q15 du questionnaire n°1*)
- $L_1(A,N)$: évolution de la longueur totale de l'actif A entre le 31/12/N-1 et le 31/12/N
$$L_1(A,N) = L_0(A,N) - L_0(A,N-1)$$
- $L_2(A,N)$: évolution de la longueur total de l'actif A entre le 31/12/N-1 et le 31/12/N hors nouveaux raccordements
$$L_2(A,N) = L_1(A,N) - \text{NBRCT}(NTA,N) * \text{LURCT}(A) ; \text{ pour } N > 2019$$

Avec

 - $\text{NBRCT}(NTA,N)$: 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*) :

$LURCT(A) = \text{SOMME}(\text{LRCT}(A,i)) / \text{SOMME}(\text{NBRCT}(\text{NTA},i))$ pour l'année i appartenant à [2017,2018,2019] avec des données disponibles en i , 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 :

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

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

- Pour $N > 2019$:

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

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

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

Pour N de 2017 à 2028 :

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

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

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

Avec

- Pour N de 2017 à 2019 :



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

- Pour N de 2020 à 2028 :

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

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

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

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

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

Avec :

$\text{LEXTPA}(A, N)$: 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.



3.3. Etape 2 : calcul des coûts additionnels

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

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

Avec

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

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

Avec :

- investissement brut en extension actif A en année N renseigné par les GRD en réponse à la question Q9 du questionnaire N°1 : 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

$$CUHR(A) = [(1+I2018)*(1+I2019)*(investissementPAEXT(A,2017)+$$



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

Avec :

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

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

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

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

Avec :

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

CUCA =

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

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

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 =

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

Avec :

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



3.4. Détail des calculs dans le cas de l'AIEG

CONFIDENTIEL

4. Annexe 2 – Calcul des CNC additionnelles relatives au smart metering électricité

CONFIDENTIEL